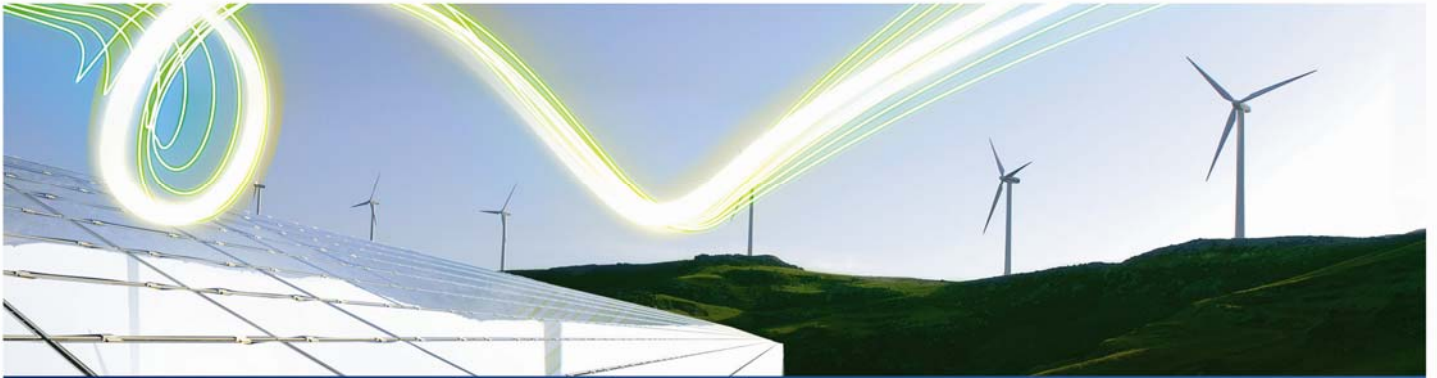


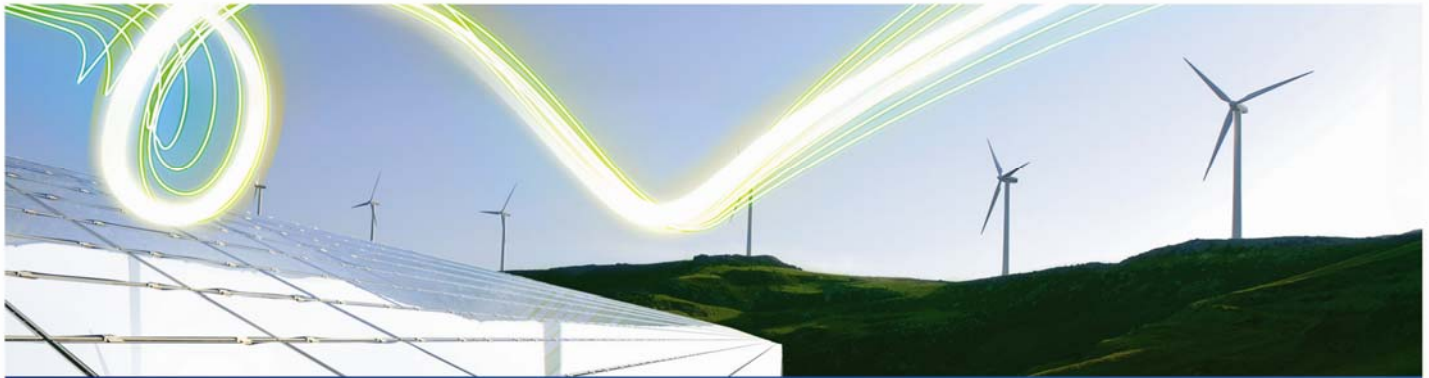
EDF Energies Nouvelles

Rapport financier 2009



SOMMAIRE

Rapport de Gestion 2009	5
Etats financiers consolidés au 31 décembre 2009.....	63
Comptes sociaux au 31 décembre 2009.....	143
Rapports des Commissaires aux Comptes et Attestation des Responsables	167



Rapport de Gestion 2009

1. Présentation de l'activité	7
2. Faits marquants de l'année	7
3. Présentation des comptes consolidés de l'exercice	11
4. Evènements importants survenus depuis le 1 ^{er} janvier 2010	20
5. Principaux risques du Groupe	21
6. Gouvernement d'entreprise	24
7. Actionnariat et éléments pouvant avoir une incidence en cas d'offre publique	34
8. Salariés et actionnariat salariés	40
9. Informations relatives à EDF Energies Nouvelles S.A	47
10. Bilan environnemental	50
11. Annexes	54

1. Présentation de l'activité

Présent en Europe et en Amérique du Nord, EDF Energies Nouvelles est un leader sur le marché des énergies renouvelables.

Avec un développement centré sur l'éolien et plus récemment sur le solaire photovoltaïque, le Groupe est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables : petite hydraulique, énergies de la mer, biomasse, biocarburants et biogaz. Le Groupe se développe également dans le secteur des énergies renouvelables réparties, notamment le solaire distribué. Enfin, le Groupe possède des actifs historiques dans le secteur de la production thermique et de la cogénération à partir de combustibles fossiles, secteurs qui ne constituent plus pour lui un axe de développement.

Les parcs éoliens et solaires, qui représentent 93 % des capacités installées, sont implantés dans des zones géographiques soigneusement sélectionnées qui se caractérisent par leur stabilité politique, leur potentiel de croissance et leur visibilité en matière de réglementation (Etats-Unis, Canada et pays européens - notamment France, Italie, Grèce, Portugal, Royaume-Uni et Turquie).

Dans le cadre de son métier de producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, le Groupe intervient à chaque étape de la production. Ainsi, le Groupe est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce également une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS), qui consiste principalement à construire des projets pour le compte de tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une capacité installée brute de 2 946 MW et d'une capacité nette de 2 257 MW, en ligne avec son objectif de 4 200 MW nets fin 2012 dont 500 MWc de solaire photovoltaïque.

2. Faits marquants de l'année

2.1 Evolution des capacités de production

La capacité installée brute d'EDF Energies Nouvelles s'élève à 2 945,4 MW au 31 décembre 2009, en hausse de 670,1 MW par rapport au 31 décembre 2008.

La capacité installée nette, quant à elle, s'établit à 2 257 MW au 31 décembre 2009, en augmentation de 577,7 MW.

La répartition des capacités installées et en construction, par filière et par pays, est la suivante :

	EN EXPLOITATION				EN CONSTRUCTION	
	31.12.2008		31.12.2009		31.12.2009	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut (1)	Net
Eolien						
France	263,4	223,7	368,4	324,8	60,0	50,0
Portugal	475,8	282,9	495,8	302,9	-	-
Grèce	149,4	145,1	187,4	165,3	140,6	137,8
Italie	234,1	111,2	291,4	138,4	147,6	105,3
Royaume-Uni	143,2	123,2	177,2	138,2	50,0	25,0
Belgique	-	-	30,0	5,5	-	-
Allemagne	3,0	3,0	3,0	3,0	-	-
Turquie	49,0	12,2	94,0	34,7	34,2	17,1
Etats-Unis (2)	712,7	601,7	965,3	882,3	251,0	-
Mexique	-	-	37,5	37,5	30,0	30,0
Total Eolien	2 030,6	1 503,0	2 650,0	2 032,6	713,4	365,2
Solaire (hors Energies Réparties)						
Italie	5,7	2,7	18,9	11,6	47,2	38,6
France	7,4	7,4	25,9	25,9	57,2	26,0
Espagne	6,1	1,2	6,7	1,3	28,3	23,8
Etats-Unis	1,6	1,6	6,0	6,0	0,1	0,1
Canada	-	-	23,4	23,4	-	-
Grèce	-	-	-	-	6,0	6,0
Total Solaire	20,8	12,9	80,9	68,2	138,8	94,5
Total Autres filières	223,9	163,4	214,5	156,2	7,5	7,5
Total Groupe	2 275,3	1 679,3	2 945,4	2 257,0	859,7	467,2

(1) Les capacités brutes en construction incluent les capacités en construction de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

(2) Le changement de méthode de consolidation de certains parcs éoliens aux Etats-Unis (voir explication section 3.1.1 du présent document) a entraîné une variation des capacités nettes de +115 MW en 2008

Pour mémoire, les capacités nettes sont le produit des capacités brutes par le pourcentage de détention du Groupe dans les sociétés portant les actifs d'exploitation. Les capacités brutes sont un indicateur de la capacité de développement du Groupe, les capacités nettes un indicateur de mesure patrimonial (capacités détenues en propre).

2.1.1. Eolien

Au 31 décembre 2009, la capacité éolienne du Groupe s'élève à 2 650 MW bruts (2 032,6 MW nets), en augmentation de 619,4 MW bruts (529,3 MW nets) par rapport au 31 décembre 2008. Les principaux parcs éoliens mis en service en 2009 sont les suivants :

- En France: Bassin de Thau (26 MW), Canton de Bonneval (24 MW), Sauveterre (12 MW), Les Barthes (12 MW), Fiennes (11,5 MW), Castanet (11,5 MW) et Veulette (8 MW).
- En Italie : Minervino (32 MW) et la première tranche du parc de Monte Grighine (25,3 MW sur un total de 98,9 MW).
- En Grèce : Viotia 2 (38 MW).
- Au Royaume-Uni : Long Park (38 MW).
- Au Portugal : la dernière tranche du parc d'Arada (20 MW sur un total de 112 MW).

- En Belgique : la première tranche du parc offshore C-Power (30 MW).
- En Turquie : la première tranche du parc de Soma 1 (45 MW sur un total de 79,2 MW).
- Aux Etats-Unis : Shiloh II (150 MW) et Hoosier (106 MW).
- Au Mexique : la première tranche du parc de La Ventosa (37,5 MW sur un total de 67,5 MW).

Au 31 décembre 2009, la capacité éolienne en construction est de 713,4 MW bruts (365,2 MW nets). Les chantiers se situent aux Etats-Unis, en Italie, en Grèce, en France, au Royaume-Uni, au Mexique et en Turquie.

2.1.2 Solaire

Au 31 décembre 2009, la capacité solaire d'EDF Energies Nouvelles s'élève à 80,9 MWc bruts (68,2 MWc nets), en augmentation de 60,1 MWc bruts (55,3 MWc nets) par rapport au 31 décembre 2008. Les principales mises en service de fermes solaires en 2009 sont :

- En France : les fermes au sol de La Roseraie (10,5 MWc), de Sainte-Tulle (4,1 MWc) et de Manosque (3,9 MWc).
- En Italie : la centrale de Santa Sofia (3,1 MWc) ainsi que 11 autres centrales ayant des capacités comprises entre 0,8 et 1 MWc.
- Au Canada : la centrale au sol d'Arnprior (23,4 MWc).
- Aux Etats-Unis : les centrales de Carrier Clinic (1,8 MWc), Hall's Warehouse (1,8 MWc) et Bayshore recycling (0,7 MWc).

Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose de 138,8 MWc bruts en construction, situés principalement :

- En France, où EDF Energies Nouvelles construit la ferme de Gabardan dans les Landes (37,7 MW en construction au 31 décembre 2009), une partie pour compte propre et l'autre partie pour compte de tiers.
- En Italie, où le Groupe a notamment lancé la construction des centrales au sol de Priolo (13,5 MWc) et de Loreo (12,6 MWc).
- En Espagne, avec la construction des parcs de Casatejada (11,4 MWc), de Valdecaballeros (11,4 MWc) et de la Rambla (5,5 MWc).

Au 31 décembre 2009, les capacités solaires en exploitation ou en construction s'élèvent à 219,7 MWc, dépassant ainsi largement l'objectif initial de 100 à 150 MWc annoncé début 2009.

2.2 Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)

Aux Etats-Unis, EDF Energies Nouvelles a vendu le parc de Crane Creek (99 MW) dans l'Iowa en 2009 ainsi qu'une partie (48 MW) du projet de Spearville II au Kansas. Au 31 décembre 2009, 401 MW de contrats de DVAS ont été signés : le parc de Linden dans l'Etat de Washington (50 MW) sera livré à Southern California Public Power Authority (SCPPA) début 2010 ; les parcs de Nobles (201 MW), situé dans le Minnesota, et Merricourt (150 MW), situé dans le Dakota du Nord, seront livrés à Xcel Energy respectivement fin 2010 et fin 2011.

En Europe, le Groupe a vendu le parc éolien de Fierville (28 MW) en France. Dans le solaire photovoltaïque, EDF Energies Nouvelles a vendu la centrale de Mangassaye (5,1 MWc) à la Réunion ainsi que 11,6 MWc de projets en toitures en France (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles).

2.3 Exploitation et maintenance

EDF Energies Nouvelles, via sa filiale américaine enXco, a signé en 2009 onze contrats d'exploitation-maintenance correspondant à 671 MW. La société gère ainsi 4 719 MW et près de 5 400 turbines pour compte propre et compte de tiers.

En Europe, l'activité d'Exploitation-Maintenance se développe conformément au plan de marche. En 2009, EDF Energies Nouvelles a inauguré le centre européen de Béziers, qui assure la supervision et la conduite des moyens de production, l'achat et le stockage des pièces de rechange ainsi que la maintenance des parcs éoliens et des centrales solaires 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7.

2.4 Energies réparties

Le solaire photovoltaïque distribué, moteur de croissance d'EDF Energies Nouvelles Réparties a connu un décollage en 2009. Portée par EDF Energies Nouvelles Réparties SA et sa filiale Photon Technologies, l'activité de vente de systèmes solaires aux particuliers et aux professionnels a enregistré une forte croissance avec 3 460 installations chez des particuliers en 2009 contre 1 045 en 2008. L'activité B2B a également enregistré une forte croissance avec l'installation de 6,5 MWc.

2.5 Développement international

EDF Energies Nouvelles a signé en mai 2009 un accord stratégique avec le développeur danois de parcs éoliens Greentech. Cet accord porte sur l'acquisition de 50 % du projet italien de Monte Grighine (98,9 MW) et sur un partenariat donnant à EDF Energies Nouvelles l'option de participer à hauteur de 50 % à tous les projets du portefeuille de Greentech en Italie et en Pologne, qui représentent environ un portefeuille de 850 MW. Cet accord permet au Groupe de renforcer sa présence dans un de ses pays historiques, l'Italie, mais aussi de se positionner en Pologne, un pays à fort potentiel bénéficiant de conditions de vent très favorables dans la zone où se trouve le pipeline.

2.6 Approvisionnement en turbines et en panneaux photovoltaïques

EDF Energies Nouvelles a signé en mars 2009 un accord avec le développeur canadien Skypower pour l'achat de 270 MW de turbines GE livrables en 2009. Cet achat sur le marché secondaire a permis au Groupe d'acquérir des équipements à des conditions très favorables pour le développement de ses projets américains.

Le Groupe a également acquis à des conditions avantageuses 74 MW de turbines auprès de Vestas destinées à la construction du parc de Bonorva en Sardaigne.

Au second semestre, deux accords avec REpower ont été signés. Le premier, en novembre 2009, porte sur la fourniture de 954 MW de turbines destinées aux cinq projets éoliens en cours de développement au Canada. Le second, signé en

décembre 2009, porte sur la livraison de turbines en 2011¹ pouvant représenter jusqu'à 143,5 MW destinés à un projet américain.

Au total, au 31 décembre 2009, 2 523 MW de turbines sont sécurisées dont 1 569 MW pour 2010 et 2011 et 954 MW pour 2011-2015 (projets canadiens).

EDF Energies Nouvelles a également poursuivi son approvisionnement en modules photovoltaïques. Le Groupe a sécurisé auprès de First Solar, le principal fournisseur du Groupe en panneaux de couches minces, 452 MWc pour la période 2010-2012. Le Groupe a également signé avec First Solar un accord stratégique portant sur la construction de la plus grande usine française de fabrication de panneaux solaires. La capacité initiale de cette usine sera de plus de 100 MWc par an. EDF Energies Nouvelles financera la moitié de l'investissement et des coûts de démarrage de l'usine et bénéficiera, pour son propre approvisionnement, de la totalité de la production du site pendant les dix premières années.

Au 31 décembre 2009, EDF Energies Nouvelles a également sécurisé 155 MWc de panneaux en silicium cristallin (Photowatt, Solarfun, Yingli, Suntech, Sunpower) et 13 MWc de panneaux en silicium amorphe (Unisolar).

Au total, 620 MWc de panneaux photovoltaïques ont été sécurisés pour les années 2010 à 2012, dont une partie en option (hors panneaux Nanosolar et production de l'usine First Solar).

3. Présentation des comptes consolidés de l'exercice

3.1. Comptes consolidés

3.1.1 Changement de méthode comptable

Le Groupe a développé des projets éoliens aux Etats-Unis sous forme de partenariat avec des investisseurs financiers. Les projets éoliens aux Etats-Unis ont trois sources de revenus : la vente de la production d'électricité dans le cadre du contrat d'achat (PPA) conclu généralement pour une durée de 20 ans avec une compagnie électrique, les Production Tax Credit (PTC) qui sont des crédits d'impôt d'une durée de 10 ans proportionnels à la production d'électricité, et la possibilité d'effectuer un amortissement accéléré. Ces deux derniers avantages fiscaux constituent une part significative des revenus globaux des projets (sur la base de l'historique des projets du Groupe entre 40 et 50% des revenus totaux). enXco, la filiale américaine du Groupe, n'a pas la capacité fiscale suffisante pour absorber tous ces avantages fiscaux. Il les monétise donc auprès de partenaires dits « Tax equity investors ». Les projets sont ainsi financés d'une part par les tax equity investors, qui apportent « upfront » le montant actualisé de la somme des avantages fiscaux et de la vente d'électricité qui leur seront attribués durant l'exploitation du parc éolien, d'autre part par de la dette bancaire externe (financement de projet) et enfin par apport en fonds propres d'enXco .

Compte-tenu de l'appréciation qui était portée par le Groupe sur l'exercice de la gouvernance et le partage des risques entre les partenaires, ces entités ont, jusqu'à présent, été consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle. Le pourcentage d'intérêt utilisé pour cette consolidation proportionnelle est le reflet de la répartition contractuelle des avantages – c'est-à-dire du produit de la vente d'électricité, des crédits d'impôts et des amortissements dérogatoires – entre EDF Energies Nouvelles et les « tax equity investors ». Ces derniers sont ainsi dénommés car ils récupèrent une partie de leur apport en fonds propres sous forme de bénéfices fiscaux.

¹ Sous réserve des conditions suspensives liées à la réalisation du projet.

L'adoption aux Etats-Unis du « Safe Harbor Act »¹ a conduit à réapprécier l'équilibre des risques entre les partenaires. En outre, la publication par l'IASB de l'exposé-sondage N°10 Etats financiers consolidés a fourni des indications pour analyser les droits de ces partenaires, qui s'avèrent à la lueur de ces évolutions et éclairages, être davantage des droits conservatoires (protection des minoritaires) que participatifs.

En conséquence, afin de mieux refléter dans les comptes consolidés la réalité économique et la substance de ces accords, à savoir que ces entités sont contrôlées par le Groupe, ce dernier a décidé de consolider ces entités selon la méthode de l'intégration globale.

S'agissant d'un changement de méthode comptable décidé par le Groupe, conformément aux dispositions d'IAS 8.19.b *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*, son application a été faite de manière rétrospective au 1^{er} janvier 2008 et l'effet de l'antériorité net d'impôts a été comptabilisé dans les capitaux propres à cette date.

Les parcs éoliens concernés, ayant un effet sur le compte de résultat 2008, sont les parcs d'Oasis (60 MW), de Fenton (205,5 MW).

Les impacts de ce changement de méthode de consolidation sur les comptes consolidés au 1^{er} janvier 2008, ainsi qu'au 31 décembre 2008, sont présentés dans les comptes consolidés 2009 dans la note 3.4 « changement de méthode de consolidation et reclassements ».

3.1.2 Résultats des opérations

Comptes consolidés (en millions d'euros)	2008 publié	2008 retraité	2009	Variation
Chiffre d'affaires	1 006,6	1 015,4	1 173,1	+ 15,5 %
EBITDA	215,9	226,8	334,2	+ 47,3 %
Résultat opérationnel	158,6	165,5	230,1	+ 39,0 %
Résultat financier / (charge)	(42,6)	(47,5)	(104,0)	+ 118,9 %
Impôt	(37,1)	(38,0)	(21,4)	(43,7) %
Quote-part des sociétés mises en équivalence	(2,0)	(2,0)	(0,2)	ns
Résultat net consolidé	76,9	77,9	104,5	+ 34,2%
Intérêts minoritaires	(7,3)	(7,3)	(6,6)	(9,6) %
Résultat net part du Groupe	69,6	70,6	97,9	+ 38,7 %

¹ Le Safe Harbor Act est une procédure qui définit les conditions nécessaires pour qu'un montage juridique visant à associer des partenaires à un projet bénéficiant des PTC liés à la production d'électricité d'origine éolienne soit accepté par l'administration fiscale américaine.

Evolution du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 15,5 %, s'établissant à 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 015,4 millions d'euros au 31 décembre 2008. A taux de change constants, la progression est de 13,8 %. La progression du chiffre d'affaires Groupe se caractérise par la progression du chiffre d'affaires de l'activité de Production, ainsi que celle de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties, avec une bonne montée en puissance des offres solaires dans l'intégré-bâti ; le chiffre d'affaires de l'activité DVAS en 2009 est, quant à lui, en retrait, après une année 2008 importante en nombre et en volume de projets, notamment aux Etats-Unis.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

<i>(en millions d'euros)</i>	2008 publié	2008 retraité	2009
Europe	517,5	517,5	739,5
Production	180,1	180,1	271,2
Exploitation – Maintenance	5,4	5,4	6,4
DVAS *	147,0	147,0	182,7
Energies Réparties	185,0	185,0	279,2
Amériques	489,1	497,9	433,6
Production	48,4	57,2	90,9
Exploitation – Maintenance	18,6	18,6	27,8
DVAS *	422,1	422,1	314,9
Total	1 006,6	1 015,4	1 173,1

* Développement-Vente d'Actifs Structurés

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe par métier :

<i>(en millions d'euros)</i>	2008 publié	2008 retraité	2009
Production	228,5	237,3	362,1
Exploitation – Maintenance	24,0	24,0	34,2
DVAS *	569,1	569,1	497,6
Energies Réparties	185,0	185,0	279,2
Total	1 006,6	1 015,4	1 173,1

* Développement-Vente d'Actifs Structurés

Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 42,9 % passant de 517,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique comme suit :

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 50,6%, passant de 180,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 91,1 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :

- L'effet année pleine de la mise en service en 2008 de parcs éoliens au Portugal (194 MW nets), en France (162,6 MW nets), en Grèce (35 MW nets), en Italie (33,3 MW nets), au Royaume-Uni (20 MW nets) et de parcs photovoltaïques pour 7,4 MWc en France, 2,2 MWc en Italie et 1,2 MWc en Espagne ;
- La mise en service en 2009 des nouveaux parcs éoliens en France (101,1 MW nets), en Italie (27,2 MW nets), en Turquie (22,5 MW nets), en Grèce (19,8 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets), au Portugal (20 MW nets) et en Belgique (6,2 MW nets off-shore) ; ainsi que des nouveaux parcs photovoltaïques en France (18,5 MWc nets) et en Italie (9 MWc nets). En France, 1,4 MW de biogaz ont également été mis en service.

La production annuelle 2009 en données consolidées en Europe s'est élevée à 2 767,6 TWh. Les productions constatées dans l'éolien en fin d'année au Portugal, en France et en Grèce ont permis à ces zones de rattraper le retard enregistré en début d'année en raison des mauvaises conditions de vent, mais l'Italie et le Royaume-Uni sont en repli par rapport à l'année dernière.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 147,0 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009. En 2008, le Groupe a vendu 6,1 MWc de projets photovoltaïques en Espagne et 26,3 MW de projets éoliens en France. En 2009, la vente de projets photovoltaïques a progressé en France avec la vente de 11,6 MWc de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que du projet Mangassaye (5,1 MWc). Le chiffre d'affaires de l'activité DVAS comprend également la vente de panneaux destinés aux sociétés intégrées proportionnellement, dont seule la part intra-groupe est éliminée dans le chiffre d'affaires consolidé ; il est globalement stable en 2009 par rapport à 2008. Enfin, dans le domaine de l'éolien, la fin du projet Fierville (28 MW au total) a été réalisée.
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il s'élevait à 5,4 millions d'euros au 31 décembre 2008.
- Le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales, au 31 décembre 2009 s'élève à 279,2 millions d'euros, contre 185 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 50,9 %. Cette progression de 94,2 millions d'euros s'explique principalement par :
 - la bonne performance d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA et Photon Technologies (passé de mise en équivalence à intégration globale en début d'année) dans le domaine des ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti. Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA est passé de 20,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 70,7 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 50,2 millions d'euros ; le chiffre d'affaires de Photon Technologies s'élève, quant à lui, à 24,7 millions d'euros ;
 - des performances supérieures à celles constatées en 2008 pour le groupe Tenesol et pour Supra ; le chiffre d'affaires du groupe Tenesol (consolidé en intégration proportionnelle à 50 %) s'élève à 108,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 95,8 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une hausse de 12,7 millions d'euros ; celui de Supra passe de 66 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 72 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 6 millions d'euros.

Amériques

Le chiffre d'affaires 2008 publié par le Groupe pour la zone Amériques était de 489,1 millions d'euros. En tenant compte du changement de mode d'intégration de proportionnelle à globale des projets américains explicité au paragraphe 3.1.1, le chiffre d'affaires 2008 de la zone est de 497,9 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, le chiffre d'affaires Amériques s'élève à 433,6 millions d'euros, soit une baisse de 12,9 % par rapport au 31 décembre 2008. A taux de change constant, il baisse de 17,1 %.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 57,2 millions d'euros en 2008 à 90,9 millions d'euros en 2009, soit une hausse de 33,7 millions d'euros (+ 58,9%) liée principalement à :
 - L'effet année pleine de la mise en service en 2008 du parc éolien de Wapsi Nord (100,5 MW nets) aux Etats-Unis et à un niveau moindre des parcs photovoltaïques (1,34 MWc nets) ;
 - Les mises en services en 2009 des parcs éoliens de Shiloh 2 et d'Hoosier (256 MW nets au total) et d'une partie du parc de La Ventosa au Mexique pour 37,5 MW nets, ainsi que des parcs photovoltaïques aux Etats-Unis pour 4,4 MWc nets ;
 - Un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 51,4 %.
 - La production 2009 de la zone Amériques s'élève à 2 140,1 TWh dans un contexte défavorable de conditions de vent.
- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 422,1 millions d'euros en 2008 à 314,9 millions d'euros en 2009, soit une baisse de 107,2 millions d'euros. En effet :
 - En 2008, il concerne principalement la fin du projet Goodnoe (94 MW), ainsi que la vente des projets de Walnut (153 MW) et de Grand Meadows (100,5 MW) ;
 - En 2009, il comprend principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et de Linden (50 MW).
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance augmente de 49,5 % ; il passe de 18,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation est due pour l'essentiel aux nouveaux contrats conclus en 2008 et en 2009. A fin décembre 2009, 4 719 MW sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers. A taux de change constant, il progresse de 42,3 %.

EBITDA ¹

L'EBITDA s'élève à 334,2 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 226,8 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une augmentation de 47,3 %. Hors changement de méthode d'intégration des projets américains l'EBITDA aurait été de 322,2 millions d'euros en 2009 contre 215,9 millions d'euros publiés pour 2008, soit une progression de 49,2%. Les principales composantes de cette évolution sont les suivantes :

- l'accroissement de l'activité du Groupe, notamment pour ses activités de Production, Développement-Vente d'Actifs Structurés, d'Exploitation-Maintenance et les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties, à hauteur de 119,3 millions d'euros,
- la comptabilisation de l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition (20,3 millions d'euros) du projet Monte Grighine en cours de construction (98,9 MW), acquis à hauteur de 50 % dans le cadre d'un partenariat conclu avec Greentech Energy Systems A/S, développeur européen de parcs éoliens ;
- l'augmentation des frais de développement et corporate de 32,2 millions d'euros d'une année sur l'autre.

Ainsi, l'EBITDA de la zone Europe passe de 151,5 millions d'euros fin décembre 2008 à 215,4 millions d'euros fin décembre 2009, soit une hausse de 42,2 %. L'EBITDA de la zone Amériques passe, quant à lui, de 75,3 millions d'euros fin décembre 2008 à 118,8 millions d'euros fin décembre 2009, soit une hausse de 57,8 %. A taux de change constant, l'EBITDA de la zone Amériques est de 113,2 millions d'euros, soit en hausse de 50,3 %.

¹ L'EBITDA correspond au résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Europe s'explique principalement par l'effet des mises en service au cours de l'année ainsi que par l'effet année pleine des centrales mises en service en 2008. Par ailleurs, il tient compte de l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition du projet Monte Grighine. Toutefois, la zone Europe concentre la majeure partie de la hausse des frais de développement et corporate du Groupe, et les performances, à périmètre constant, ont été inférieures à celles constatées au cours de l'année 2008 du fait notamment des conditions de vente d'électricité plus défavorables cette année que celles de l'année précédente (conditions de vent particulièrement mauvaises au Royaume-Uni et en Italie, limitation de la production en Sardaigne, soucis techniques de démarrage en France et conséquence de la grève aux Antilles). Enfin, l'EBITDA de l'exercice 2009 tient compte également de l'amélioration des performances de l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Amériques s'explique également par les effets mises en service des nouveaux parcs 2009 et des effets année pleine des parcs mis en service en 2008 dans un contexte global de performances de production limitées du fait de conditions de vent passables. Toutefois, l'évolution de l'EBITDA prend en compte également l'amélioration du niveau de rentabilité économique des projets DVAS sur l'année 2009 par rapport à celui enregistré en 2008, du fait notamment de la marge négative du projet Goodnoe (94 MW) en 2008 qui crée un effet de base favorable, ce projet ayant rencontré des difficultés de réalisation tout à fait exceptionnelles dans cette activité.

Dotations nettes aux amortissements

Les dotations nettes aux amortissements augmentent de 42 millions d'euros passant de 61,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 103,3 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique par les dotations aux amortissements des immobilisations relatives aux parcs mis en service cette année ainsi que par l'effet année pleine de ceux mis en service courant 2008.

Résultat opérationnel

Le tableau ci-dessous présente le résultat opérationnel du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

Zone géographique (en millions d'euros)	2008 publié	2008 retraité	2009
Europe	108,2	108,2	146,7
Amériques	50,4	57,3	83,4
Total	158,6	165,5	230,1

Le résultat opérationnel du Groupe est de 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 165,5 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 39 %.

Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 108,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009.

La hausse provient essentiellement de l'activité Production, due, d'une part, à l'effet année pleine des mises en service 2008 pour un montant total de 455,7 MW, dont 444,9 MW dans l'éolien et 10,8 MWc dans le solaire photovoltaïque ; et d'autre part, aux mises en service de nouveaux parcs au cours de l'exercice 2009 pour 244,7 MW, dont 215,9 MW dans l'éolien, 27,4 MWc dans le solaire photovoltaïque et 1,4 MW dans le biogaz.

Le résultat opérationnel Europe concentre également une large part de la hausse des frais de développement et de structure du Groupe et intègre également de moins bonnes conditions de production constatées cette année par rapport à l'an passé. Enfin, il comprend l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition (Badwill) du projet Monte Grighine et intègre la croissance de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties.

Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 57,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 45,6%. A taux de change constants, la hausse est de 38,6 %. Cette hausse s'explique par la croissance des activités de production et de vente de projets, particulièrement soutenue au cours de l'exercice 2009, avec notamment les mises en production aux Etats-Unis des projets éoliens Shiloh 2 (150 MW), Hoosier (106 MW) et de projets photovoltaïques pour 4,4 MWc nets. Le résultat opérationnel bénéficie également de l'effet année pleine des parcs mis en service en 2008, notamment Wapsi North (100,5 MW) mis service en toute fin d'année. Les parcs, éolien au Mexique de la Ventosa (mise en service partielle pour 37,5 MW nets), et photovoltaïque au Canada de Arnprior (23,4 MWc nets) ont été mis en service en fin d'année 2009 et n'ont pas d'impact significatif sur le résultat de l'année.

La hausse du résultat opérationnel s'explique aussi par le bon niveau de rentabilité économique enregistré sur les projets DVAS sur l'année 2009 par rapport à celui enregistré au cours de l'exercice 2008, au cours duquel le projet Goodnoe (94 MW) – projet ayant rencontré des difficultés de réalisation tout à fait exceptionnelles dans cette activité – avait généré une marge négative.

Résultat financier

Le résultat financier est une charge de 104 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 47,5 millions au 31 décembre 2008, soit une augmentation de 56,5 millions d'euros, qui s'explique par :

- la hausse de la charge d'intérêts nette des produits de placements de 39,3 millions d'euros : elle passe de 41,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 80,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 du fait de la hausse de l'endettement liée à la mise en service de centrales en 2008 et 2009.
- la comptabilisation en 2009 de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui est un produit de 1,8 million d'euros alors qu'elle était une charge de 1,3 million d'euros en 2008, soit une variation positive de 3 millions d'euros.
- les autres produits et charges qui constituaient une charge nette de 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 constituent une charge nette de 24,9 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une variation négative 20,3 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par la comptabilisation d'une provision de 20,2 millions d'euros, qui couvre les créances financières détenues par le Groupe sur la société Silicium de Provence (SilPro), dont EDF Energies Nouvelles détient une participation minoritaire indirecte. SilPro avait pour objet la construction et l'exploitation d'une usine de silicium raffiné, destinée à l'industrie solaire photovoltaïque. La crise financière et la baisse de la demande de Silicium ont engendré pour la société SilPro des difficultés importantes de financement, qui l'ont contrainte à demander son placement en redressement judiciaire au cours du premier semestre 2009, puis en liquidation judiciaire au cours du second. La provision couvre le risque maximum du Groupe estimé à ce jour sur ce dossier.

Impôts sur les sociétés

La charge d'impôt sur les sociétés de l'exercice s'élève à 21,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 38 millions d'euros au 31 décembre 2008, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 126,1 millions d'euros contre 117,9 millions d'euros au 31 décembre 2008. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 16,96 %, contre 32,25 % en 2008.

La baisse de la charge d'impôt du Groupe et l'écart par rapport au taux normal d'imposition de 34,43 % en France pour l'exercice 2009 s'expliquent principalement par :

- les effets de minoration suivants :
 - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables, avec notamment la comptabilisation d'un badwill non fiscalisé sur le projet Monte Grighine dans le cadre du partenariat conclu avec Greentech Energy Systems A/S, ou la réalisation en France de plus-values de cessions de titres de participation à un taux d'environ 1,72% ;
 - un crédit d'impôt exceptionnel en Italie du fait de l'adoption du dispositif fiscal temporaire « Tremonti-ter » d'aide à l'investissement dont a bénéficié le projet éolien Bonorva ;
 - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume Uni, l'Italie, le Portugal, la Turquie et la Bulgarie) ;
 - l'effet de l'utilisation aux Etats-Unis des crédits d'impôts (Production Tax Credit et Investment Tax Credit) de l'exercice 2009 et de ceux accumulés au titre des exercices 2006 à 2008. En effet, le Groupe a profité d'une possibilité d'amortissement exceptionnel sur le parc de Wapsi pour effectuer, en 2008, une opération de Carry-back qui l'a conduit à se faire rembourser l'impôt versé en 2006 et 2007 et à reprendre les crédits d'impôts correspondants sur la période 2006 à 2008. Cette opération avait mécaniquement conduit à une augmentation significative du taux effectif d'impôt des Etats-Unis, et donc du Groupe, sur l'exercice 2008 ;
 - l'activation de déficits jusqu'alors non reconnus ;
 - des crédits d'impôt recherche.
- les effets de majoration suivants :
 - la non déductibilité permanente de certaines charges ;
 - la non reconnaissance de certains déficits principalement en Grèce.

Quote-part des sociétés mises en équivalence

La quote-part des sociétés mises en équivalence passe d'une perte de 2 millions d'euros en 2008 à 0,2 million d'euros en 2009. Cette situation s'expliquait principalement par la perte comptabilisée en 2008 par le groupe belge Alcogroup détenu à 25 % par le Groupe ; d'une part Alcogroup avait déprécié ses actifs de production situés à l'île Maurice ; d'autre part la baisse des prix de l'éthanol avait eu un effet négatif sur les performances globales du groupe. Après avoir été très déficitaire au terme du premier semestre 2009, les résultats se sont finalement stabilisés pour être proches de l'équilibre au 31 décembre 2009 du fait notamment de l'évolution favorable des prix de l'éthanol et des bonnes performances de production de l'usine bioéthanol de Gand.

Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe augmente de 38,7 %, passant de 70,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 97,9 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 27,3 millions d'euros. Cette augmentation se décompose de la façon suivante :

- le résultat opérationnel augmente de 64,7 millions d'euros pour s'établir à 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette hausse étant principalement liée à l'accroissement de l'activité de production et de vente de projets ;
- la charge financière enregistre une augmentation de 56,5 millions d'euros, liée à l'augmentation de la charge d'intérêts nette des produits de placements et la prise en compte des conséquences de l'arrêt du projet SilPro ;
- la charge d'impôt passe de 38,0 à 21,4 millions d'euros, reflétant notamment l'impact du badwill non fiscalisé dans le cadre de l'opération Greentech, l'utilisation de crédits d'impôts aux Etats-Unis et la déduction fiscale relative aux investissements dans les DOM;
- la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence constitue une perte de 0,2 million d'euros, due principalement à Alcogroup ;
- les intérêts minoritaires s'élèvent à 6,6 millions d'euros au 31 décembre 2009. La prise en charge des conséquences de l'arrêt du projet Silpro contribue pour (13,9) millions d'euros sur le résultat consolidé et pour + 6,9 millions d'euros sur les intérêts minoritaires. Après neutralisation de cet impact, les intérêts minoritaires s'élèvent donc à 13,6 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 7,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 ; l'augmentation des intérêts minoritaires s'explique par la croissance des résultats d'EDF Energies Nouvelles Réparties, une bonne hydraulité en Bulgarie et la croissance de l'activité en Italie.

3.1.3 Structure financière

Les fonds propres du Groupe s'élèvent à 1 572,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 474,1 millions d'euros au 31 décembre 2008. Les capitaux propres 2008 publiés s'élevaient à 1 491 millions d'euros. L'effet du retraitement des sociétés en partenariat aux Etats-Unis équivalait donc à une baisse de 16,9 millions d'euros.

L'endettement net, quant à lui, s'élève à 2 737,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 313,8 millions d'euros au 31 décembre 2008 ; l'endettement net publié au 31 décembre 2008 s'élevait à 1 218 millions d'euros ; l'effet du retraitement équivalait à une hausse de l'endettement net de 95,8 millions d'euros.

Sur l'exercice 2009, la variation de l'endettement net, en hausse de 1 423,7 millions d'euros, s'explique principalement par :

- Le cash flow opérationnel dégagé sur l'exercice : + 236,0 millions d'euros ; il représente 71% de l'ebitda, ce qui constitue un niveau élevé du fait que l'impôt sur les sociétés à payer sur le résultat de l'année dernière était peu élevé.
- L'augmentation du besoin en fonds de roulement : (192,8 millions d'euros), qui s'explique pour l'essentiel par une augmentation des stocks de turbines destinés aux projets éoliens américains. En valeur absolue, le Besoin en Fonds de Roulement s'élève à 625 millions d'euros au 31 décembre 2009, dont 354 millions d'euros de stock, 126 millions d'euros de travaux en cours, nets des avances reçues, 80,4 millions d'euros d'avances versées et divers autres créances et dettes d'exploitation pour 64,6 millions d'euros.
- Les investissements réalisés sur la période : (1 318,6 millions d'euros), contre 1 069,5 millions d'euros en 2008, soit une augmentation de 23,3 %. Les investissements réalisés en 2009 dans le domaine de l'éolien (et autres technologies) représentent 912 millions d'euros, soit 69,2 % des investissements 2009 et dans le solaire 345,8 millions d'euros, soit 26,2 % des investissements. 60,8 millions d'euros soit 4,6 % ont été investis dans les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties.
- Le paiement des dividendes : (23,4 millions d'euros),

- Variation de périmètre : (76,0 millions d'euros) dont l'entrée en périmètre du parc Monte Grighine (opération Greentech) pour (57 millions d'euros) et le changement du mode de consolidation des sociétés Photon Technologies et Photon Power Industrie pour (21 millions d'euros) et d'autres effets pour +2 millions d'euros ;
- Autres éléments (48,9 millions d'euros) notamment liés aux effets de la variation de change, d'actualisation et changements de méthode.

3.2 Dividendes

Le Conseil d'administration de la Société proposera à l'Assemblée générale des actionnaires, prévue le 26 mai 2010, le versement d'un dividende de 0,38 euro pour chacune des 77 568 416 actions au titre de l'exercice écoulé, soit 30,1 % du résultat net consolidé part du Groupe et d'affecter en conséquence le résultat de l'exercice 2009 de la société EDF Energies Nouvelles S.A s'élevant à 30 825 805 euros de la façon suivante :

• Réserve légale	1 541 290	euros
• Dividendes	29 475 998	euros
• Distribution du report à nouveau	191 483	euros

Si au jour de la mise en paiement des dividendes, la Société détenait certaines de ses propres actions, le bénéfice correspondant aux dividendes non versés en raison de ces actions, en application de l'article L. 225-210 alinéa 4 du Code de commerce, serait affecté à la réserve ordinaire. Enfin, il est précisé que la totalité du dividende mis en distribution est éligible à l'abattement de 40 % « bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France », tel que prévu à l'article 158-3 du Code Général des Impôts.

Dividendes versés au cours des trois dernières années :

<i>Année</i>	<i>Montant</i>
2009	0,27 € par action
2008	0,26 € par action
2007	0,11 € par action

4. Evènements importants survenus depuis le 1^{er} janvier 2010

4.1 Evènements postérieurs à la clôture

Il n'y a pas d'évènements significatifs postérieurs à la clôture.

4.2 Perspectives

Renforcer l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, axes de développement prioritaire

La production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et à partir d'énergie solaire resteront les deux moteurs de croissance du Groupe qui entend renforcer sa position d'acteur de référence dans ces secteurs en favorisant une croissance organique.

L'éolien terrestre continuera d'être développés dans les marchés historiques du Groupe tels que la France, le Royaume-Uni, l'Italie, la Grèce, le Portugal et les Etats-Unis ainsi que dans des pays d'implantation plus récents tels que le Canada et la Turquie.

Le solaire photovoltaïque poursuivra sa croissance, aussi bien au sol qu'en toiture, dans les pays dans lesquels le Groupe a déjà constitué un important pipeline c'est à dire en France, en Italie, en Grèce, en Espagne, aux Etats-Unis et au Canada.

Aussi bien l'éolien que le solaire photovoltaïque continueront d'être développés pour compte propre et pour compte de tiers. La vente de certains parcs, dans le cadre de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés, constitue une activité complémentaire qui permet de financer les frais de développement et de structure du Groupe tout en optimisant le portefeuille de parcs.

Développer les énergies réparties

Parallèlement au développement des fermes solaires photovoltaïques, le Groupe s'est développé dans les énergies réparties, notamment le solaire distribué qui présente un fort potentiel de croissance. Actuellement développé en France cette activité pourrait être amenée à être étendue à d'autres pays.

Préparer les relais de croissance

EDF Energies Nouvelles se positionne de façon sélective dans d'autres filières d'énergies renouvelables telles que le biogaz, la biomasse, les énergies marines ou les biocarburants. Ces investissements ou prises de participation permettent au Groupe de se préparer à saisir les opportunités qui se présenteront à moyen terme dans ces filières d'avenir en fonction des avancées technologiques et de l'évolution des réglementations.

5. Principaux risques du Groupe

5.1 Risques opérationnels

Les risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, regroupent des risques liés aux conditions climatiques, notamment de vent, aux politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables ainsi qu'à la réglementation, la fiscalité et leur évolution et l'acceptation par le public des projets éoliens et photovoltaïques. La croissance de l'activité dépend également des évolutions technologiques sur les installations et de l'évolution des prix de vente de l'électricité.

Les risques liés aux activités du Groupe concernent principalement les risques liés à la dépendance vis-à-vis des fournisseurs (notamment les fournisseurs de turbines et de panneaux photovoltaïques¹) et à la disponibilité des équipements, à l'activité de construction de centrales électriques ou sont liés aux partenariats locaux, en cas de survenance de désaccords notamment.

Les risques liés à la société proprement dite correspondent aux risques liés à la dépendance vis-à-vis des dirigeants et des collaborateurs-clés ainsi qu'à l'image et à la réputation du Groupe.

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à son activité et susceptibles d'être assurés.

1 A base de silicium cristallin ou de technologies à base de couches minces

5.2 Risques de marché

5.2.1 [Risques de taux](#)

- Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets). Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swap de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces swaps permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme.

- Financement Corporate

Dans le cadre de ses financements Corporate, le Groupe dispose de lignes de crédit conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'options « vanilles ».

- Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes Corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2009 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 60 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

5.2.2 [Risques liés aux taux de change](#)

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2009 sur le dollar, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

Le risque de change lié au bilan

- du fait de la détention de filiales aux Etats-Unis et au Royaume-Uni, le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2009 est faible (variation négative de 23 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2009) et à mettre en regard d'un montant de 1 572 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.
- Tous les financements de projets sont conclus dans la devise domestique du pays concerné. Ainsi, l'actif et le financement correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée.

- Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

Le risque de change lié aux achats de matériels

Ce risque résulte de l'achat de matériel dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines et britanniques du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques pour un montant moins significatif.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.

5.2.3 Risques de liquidités liés au financement

Risque de liquidité lié au financement des projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation, le cas échéant, de « prêt relais » durant la période de construction (projets de taille conséquente).

Le Groupe estime que, même si les conditions financières se sont améliorées au cours de l'année 2009 sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière, l'allongement des délais dans la finalisation des dossiers de financement de ses projets constaté en 2008 s'est accentué en 2009. Le Groupe ne perçoit pas non plus de signes tangibles de réduction des délais nécessaires pour mettre en place des financements de projet.

L'activité DVAS dans le contexte actuel de crise a subi un ralentissement en 2009 en comparaison avec l'année record de 2008. Le Groupe constate que les acheteurs – essentiellement des compagnies électriques ou des fonds d'investissements – restent confrontés à des difficultés pour obtenir le financement bancaire nécessaire pour réaliser la transaction, et que de plus en plus, les acheteurs demandent des délais de règlement pour leur permettre de mettre en place leurs financements. Par ailleurs, le Groupe constate, en particulier aux Etats-Unis, une tendance de la part des compagnies électriques à chercher à réduire leurs acomptes de paiement, ce qui est de nature à avoir un impact sur le besoin en fonds de roulement du Groupe.

La quasi-totalité des financements de projet prévoient des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

- Lignes de crédits

Le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de ventes d'actifs solaires et éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours. Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2009, de lignes de crédits corporate et de découverts bancaires d'un montant total de 1 566 millions d'euros. Ces montants incluent une ligne de crédit de 640 millions d'euros conclue avec le groupe EDF qui est susceptible d'être augmentée en cas de besoin.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants.

Les financements Corporate conclus hors du Groupe contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/ Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal de dettes.

- Excédents de trésorerie

Le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une trésorerie de 431 millions d'euros.

6. Gouvernement d'entreprise

6.1 Organes de direction et d'administration

6.1.1 [Conseil d'administration](#)

Le Conseil d'administration est composé à la date du rapport des neuf membres suivants :

- Monsieur **Pâris Mouratoglou**, Président du Conseil d'administration,
- **La Société Internationale d'Investissements Financiers**, Administrateur, représentée par Madame **Catherine Mouratoglou**,
- La société **EDEV S.A.**, Administrateur, représentée par Monsieur **Pierre Lederer**,
- La société **EDF**, Administrateur, représentée par Monsieur **Jean-Charles Samy**,
- Madame **Corinne Fau**, Administrateur,
- Monsieur **Jean-Louis Mathias**, Administrateur,
- Monsieur **Jean Thomazeau**, Administrateur,
- Monsieur **Elie Cohen**, Administrateur indépendant,
- Monsieur **Pierre Richard**, Administrateur indépendant.

Messieurs Elie Cohen et Pierre Richard sont administrateurs indépendants au sens du code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et des critères adoptés par le règlement intérieur du Conseil.

Madame Corinne Fau a été cooptée en remplacement de Monsieur Jean-François Astolfi le 22 septembre 2009 pour la durée restant à courir du mandat. Monsieur Olivier Paquier a été nommé Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles le 1^{er} octobre 2009 et a été remplacé en qualité de représentant permanent d'EDF par Monsieur Jean-Charles Samy à compter du 22 septembre 2009. Pour mémoire, Monsieur Jean-Pierre Benqué a été remplacé par Monsieur Pierre Lederer en qualité de représentant permanent d'EDEV le 11 janvier 2009.

6.2 Les Comités du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration a été assisté au cours de l'exercice 2009 de trois comités techniques :

- un Comité d'audit et des risques
- un Comité des nominations et des rémunérations
- un Comité de la stratégie

Les missions de chacun de ces trois comités figurent dans le règlement intérieur du Conseil et sont présentées au chapitre 16 du document de référence de la Société. Leur composition est décrite dans le rapport du Président du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne.

En 2009, la dénomination du *Comité d'audit* a été modifiée en *Comité d'audit et des risques* et ses missions ont été précisées pour intégrer la modification législative donnant à ce Comité également pour mission le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et du dispositif de gestion des risques.

6.2.1 [La Direction Générale](#)

Le Conseil d'administration réuni le 22 septembre 2009 a renouvelé le mandat du Directeur Général ainsi que celui des Directeurs Généraux Délégués pour une nouvelle période de trois années soit jusqu'au 31 décembre 2012. Il a également nommé, à compter du 1^{er} octobre 2009, sur proposition du Directeur Général, Monsieur Olivier Paquier en qualité de Directeur Général Délégué en charge de l'activité Energies Réparties.

Le Comité de Direction est composé de sept membres représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe:

- Monsieur **David Corchia**, Directeur Général,
- Monsieur **Yvon André**, Directeur Général Délégué (France et Affaires Nouvelles),
- Monsieur **Philippe Crouzat**, Directeur Financier,
- Monsieur **Christophe Geffray**, Directeur Général Délégué (Industrie),
- Madame **Laurence Juin**, Directeur Général Adjoint (Europe du Sud),
- Monsieur **Michel Trousseau**, Directeur Général Délégué (Europe du Nord et Orientale, Approvisionnement photovoltaïque),
- Monsieur **Olivier Paquier**, Directeur Général Délégué (Energies Réparties)

Le Comité de Direction étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

6.3 Liste des mandats des membres des organes d'administration et de Direction

Le tableau ci-dessous présente les mandats et fonctions des membres du Conseil d'administration de la Société (ou le cas échéant ceux du représentant permanent de l'administrateur personne morale) ainsi que ceux du Directeur Général et des Directeurs Généraux délégués au cours des 5 dernières années (hors mandats détenus au sein des sociétés du Groupe qui figurent en annexe 3 du présent rapport).

Administrateurs

Nom Fonction Age Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (Assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
<p>Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'Administration 69 ans 1 000 025 actions Au 31/12/2009</p>	<p>13 septembre 1990 16 avril 2004 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> • France <ul style="list-style-type: none"> - Co-Gérant de la SCI F.M.K. - Administrateur de EURO SIIF - Président d'Apollon Solar - Membre du conseil de surveillance de Jacques Giordano Industries - Administrateur de Tenesol (représentant EDF EN) - Représentant de la société SIIF Présidente de Nexcis SA - Administrateur d'Hôtel Victoria SA • Autres et étranger <ul style="list-style-type: none"> - Gérant de SIIF SARL (Luxembourg) <p>Mandats expirés</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur non exécutif de REH (Isle de Man) - Co-Gérant de la Société d'Etudes et de Réalisation de Port de Plaisance de Saint Raphaël (SERPP)
<p>Société Internationale d'Investissements Financiers (SIIF) représentée par Catherine Mouratoglou 66 ans 18 463 284 actions au 31/12/2009 (SIIF) 800 actions en propre</p>	<p>30 juin 2000 16 avril 2004 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> • France <ul style="list-style-type: none"> - Présidente de Bois Fleuri SAS - Président Directeur Général de Conseil d'administration de la SA EUROSIF - Administrateur de Hôtel Victoria SA - Représentante de la SA EUROSIF, Présidente de la SAS Du Lac Alain Cami • Autres et étranger <ul style="list-style-type: none"> - Présidente d'Energia Italia (Italie) - Gérante de SIIF SARL (Luxembourg) - Gérante de SIIM SARL (Luxembourg)
<p>Corinne Fau Administrateur 48 ans 1 action au 31/12/2009</p>	<p>Cooptation 22 septembre 2009 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2013</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> - Directeur Gestion Finance de la Direction Commerce d'EDF - Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties - Membre du Comité de direction EDF Optimal Solution - Membre du Comité de direction EDF Partenariats Services <p>Mandats expirés</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de la CNIEG

<p>Nom Fonction Age Nombre d'actions</p>	<p>Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (Assemblée générale)</p>	<p>Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent</p>
<p>Elie Cohen Administrateur 60 ans 1 action au 31/12/2009</p>	<p>18 septembre 2006 1er décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011</p>	<p>Mandats en cours (France) - Membre du Conseil de surveillance de Steria - Administrateur des Pages Jaunes Mandats expirés - Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties - Administrateur de Vigeo - Administrateur d'Orange</p>
<p>EDEV Administrateur représenté par Pierre Lederer 60 ans 38 784 194 actions au 31/12/2009 (EDEV) Aucune action en propre</p>	<p>11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012</p>	<p>Mandats en cours (France) - Directeur Général Adjoint – Commerce d'EDF SA - Administrateur EDEV Mandats expirés - Membre du Conseil de surveillance d'EnBW - Administrateur Deutsche Steinkohle AG - Gérant EnBW Kernkraft GmbH - Administrateur EnBW Kraftwerke AG - Administrateur et président EnBW Regional AG - Administrateur et président EnBW Transportnetze AG - Gérant EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaften GmbH - Administrateur Energiedienst AG - Administrateur STEAG Aktiengesellschaft - Administrateur Stadtwerke Düsseldorf AG - Gérant EnBW Energy Solution GmbH - Gérant EnBW Gas GmbH - Gérant EnBW Trading GmbH - Administrateur Energiedienst Holding AG - Gérant Gasversorgung Süddeutschland GmbH - Gérant Skandinavisk Kraftmegling AS i.L.</p>
<p>Pierre Richard Administrateur 68 ans 31 actions au 31/12/2009</p>	<p>18 septembre 2006 1er décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011</p>	<p>Mandats en cours • France - Administrateur du groupe « Le Monde » - Administrateur d'Air France-KLM - Administrateur de Generali France Holding • Autres et étranger - Expert auprès du conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement - Membre du Conseil d'Orientation et du bureau de l'Institut de l'Entreprise Mandats expirés - Président du Conseil d'administration de Dexia SA - Président du Conseil d'administration de Dexia Credit Local - Administrateur délégué de Dexia SA - Administrateur et vice-président de Dexia Banque Belgium - Administrateur et vice-président du conseil d'administration de Dexia BIL - Vice-président du Conseil d'administration de Financial Security Assurance Holdings Ltd - Administrateur du Crédit du Nord - Vice-président de l'Association Française des Banques et membre du comité exécutif de la Fédération Bancaire Française</p>

Nom Fonction Age Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (Assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
Jean Thomazeau Administrateur 70 ans 10 010 actions au 31/12/2009	29 novembre 2005 27 mai 2009 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2014	Mandats en cours <ul style="list-style-type: none"> • France <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de PRODEF, France • Etranger <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de BANK OF THE WEST, (États-Unis) - Vice-Président et Administrateur de la Banque SAFDIE, (Suisse) - Président du Conseil d'administration BNP PARIBAS (EGYPT) SAE, (Egypte) - Administrateur de la BANCWEST Corp, (États-Unis)
EDF Administrateur représenté par Jean-Charles Samy 46 ans 12 actions au 31/12/2009 (EDF) Aucune action en propre	11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	Mandats en cours (France) <ul style="list-style-type: none"> - Responsable fusions-acquisitions au sein de la direction financière EDF - Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties - Membre du Comité exécutif de Dunkerque LNG - Membre du Conseil de surveillance d'EDF assurances - Directeur général de la Société C3 SA - Président Directeur Général de la société C2 - Président Directeur Général de la société C9
Jean-Louis Mathias Administrateur 62 ans 1 action au 31/12/2009	26 janvier 2007 26 janvier 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	Mandats en cours (France) <ul style="list-style-type: none"> - Directeur Executif Groupe EDF - Membre du conseil de surveillance de Dalkia - Président du conseil d'administration d'EDF Trading Mandats expirés <ul style="list-style-type: none"> - Directeur général délégué d'EDF - Président du conseil d'administration d'EDEV - Direction Gaz de France - Administrateur de la Fondation Gaz de France - Censeur de Gaz de France International - Administrateur de la Compagnie Française des Méthanes Holding - Administrateur de la Compagnie Française des Méthanes - Administrateur de COFATECH - Administrateur de COGAC - Administrateur de Gaz du Sud Ouest - Administrateur de Petrofigaz (représentant permanent de Gaz de France) - Membre du comité de direction de Gaselys - Administrateur de l'Association Française du Gaz

Direction Générale

Nom Fonction Age Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercées (hors groupe EDF EN) au cours des cinq dernières années
David Corchia Directeur Général 40 ans 323 851 actions au 31/12/2009	18 juillet 2006 1 ^{er} janvier 2010 31 décembre 2012	<ul style="list-style-type: none"> - Gérant des sociétés civiles familiales NA, PAR, SA

Nom Fonction Age Nombre d'actions	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercées (hors groupe EDF EN) au cours des cinq dernières années
<p>Yvon André Directeur Général délégué (France et Affaires Nouvelles) 59 ans 102 840 actions au 31/12/2009</p>	<p>23 avril 2002 1^{er} janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur d'AlcoGroup (Belgique) - Administrateur C-Power (Belgique) - Administrateur de Finance Consult <p>Mandats expirés</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de Sallèle Limousis - Membre du Comité de développement de Total Energie
<p>Christophe Geffray Directeur Général délégué (Industrie) 52 ans 1 353 actions au 31/12/2009</p>	<p>31 août 2006 1^{er} janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de géothermie Bouillante SA (Guadeloupe) <p>Mandats expirés</p> <ul style="list-style-type: none"> - Membre du Comité de Surveillance d'ECK (Pologne)
<p>Michel Trousseau Directeur Général délégué (Europe du Nord et Orientale, Approvisionnement Photovoltaïque) 54 ans Aucune action</p>	<p>2 juillet 2008 1^{er} janvier 2010 31 décembre 2012</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conseiller du Commerce Extérieur de la France - Gérant de Palabe Soleils SARL <p>Mandats expirés</p> <ul style="list-style-type: none"> - Executive Vice President Engineering, Investment and Risk de United Water (USA) - Directeur des Projets, Risques et Investissements de SUEZ Environnement
<p>Olivier Paquier Directeur Général délégué (activité énergies réparties) 45 ans Aucune action</p>	<p>1^{er} octobre 2009 31 décembre 2012</p>	<p>Mandats en cours</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur et Président du Conseil de Tenesol SA - Administrateur de la société PV Alliance <p>Mandats expirés</p> <ul style="list-style-type: none"> - Administrateur de SAPAR FINANCE SA - Président du conseil d'administration et directeur général de la Société C13 - Directeur général et chef de file de la Société C3 SA - Administrateur de la Société C14 SA - Administrateur de la Société C15 SA - Président du conseil d'administration et directeur général de la Société C9 - Président du conseil d'administration et directeur général de la Société C2

6.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants de la Société

Les tableaux suivants détaillent le montant de la rémunération versée par la Société aux administrateurs de la société.

Nom	Mandat	Jetons de présence 2008	Jetons de présence 2009
Société Internationale d'Investissements Financiers, représentée par Catherine Mouratoglou	Administrateur	Néant	Néant
EDF représentée par Jean-Charles Samy	Administrateur	Néant	Néant
EDEV représentée par Pierre Lederer	Administrateur	Néant	Néant
Pierre Richard	Administrateur depuis le 1 ^{er} décembre 2006	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2009 ¹	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 ¹
Elie Cohen	Administrateur depuis le 1 ^{er} décembre 2006	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2009 ¹	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 ¹
Corinne FAU	Administrateur	Néant	Néant
Jean Thomazeau	Administrateur	Néant	Néant
Jean-Louis Mathias	Administrateur	Néant	Néant

La Société n'a pas versé d'autres rémunérations aux administrateurs susvisés.

Le Conseil d'administration a arrêté les principes suivants pour la répartition annuelle des jetons de présence aux seuls administrateurs indépendants. Les règles sont dans la limite du montant accordé par l'assemblée :

- un montant fixe forfaitaire annuel de 15 000 euros
- un montant variable en fonction de la participation de l'administrateur égal à 2 000 euros par Conseil ou Comité,
- attribution en janvier pour la présence au cours de l'année écoulée et en juin pour le montant forfaitaire.

Les rémunérations sont plafonnées à un montant de 40 000 euros pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants.

Par ailleurs, Madame Corinne FAU a perçu de la part de la société EDF SA une rémunération brute pour l'exercice 2009 d'un montant de 188 945 euros dont une part variable de 42 500 euros. Elle a également bénéficié d'une attribution de 50 actions gratuites d'EDF.

Monsieur Jean-Louis Mathias a perçu de la part de la société EDF SA une rémunération brute pour l'exercice 2009 d'un montant de 538 750 euros plus une part variable de 226 773 euros et des avantages en nature et autres primes statutaires d'un montant de 36 138 euros.

¹ Montant versé au titre des jetons de présence 2008 et 2009 liés à la participation effective aux conseils et comités.

Monsieur Elie Cohen a perçu en qualité d'administrateur de la société EDF Energies Nouvelles Réparties, filiale contrôlée d'EDF Energies Nouvelles, la somme de 20 000 euros de jetons de présence pour l'année 2008.

Monsieur Pierre Richard a perçu pour une mission spéciale confiée par le Conseil d'administration en 2009 la somme de 30 000 euros.

6.5 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux de la Société

Les tableaux suivants détaillent le montant de la rémunération versée et les avantages en nature octroyés par la Société et ses filiales au Président du Conseil d'administration, au Directeur Général et aux Directeurs Généraux délégués au cours des exercices clos les 31 décembre 2008 et 2009.

Nom	Type de rémunération	Rémunération brute et avantages en nature 2008	Rémunération brute et avantages en nature 2009
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration	Rémunération fixe	200 004 €	200 004 €
	Rémunération variable	0	0
	Avantages en nature	0	0
	TOTAL	200 004 €	200 004 €
David Corchia Directeur Général	Rémunération fixe	382 356 €	399 000 €
	Rémunération variable	155 000 €	225 000 €
	Avantages en nature	15 999 €	16 324 €
	TOTAL	553 355 €	640 324 €
Yvon André Directeur Général délégué	Rémunération fixe	268 800 €	279 000 €
	Rémunération variable	77 500 €	100 000 €
	Avantages en nature	26 200 €	28 151 €
	TOTAL	372 500 €	407 151 €
Christophe Geffray¹ Directeur Général délégué nommé le 31 août 2006	Rémunération fixe	182 264 €	189 646 €
	Rémunération variable	77 500 €	80 000 €
	Avantages en nature	11 828 €	13 251 €
	TOTAL	271 592 €	282 897 €
Michel Trousseau Directeur Général délégué nommé le 2 juillet 2008	Rémunération fixe	92 571 €	204 000 €
	Rémunération variable	0	45 000 €
	Avantages en nature	4 809 €	15 712 €
	TOTAL	97 380 €	264 712 €
Olivier Paquier² Directeur Général délégué nommé le 1 ^{er} octobre 2009	Rémunération fixe	Na	50 000 €
	Rémunération variable	Na	0
	Avantages en nature	Na	0
	TOTAL	Na	50 000 €

Il n'y a aucune rémunération exceptionnelle et aucun jeton de présence pour les dirigeants mandataires sociaux.

Les avantages en nature visés ci-dessus correspondent à :

- des voitures de fonction,
- la souscription d'une assurance chômage pour les dirigeants (GSC) au profit d'Yvon André, de David Corchia et de Michel Trousseau,
- la constitution d'un capital d'assurance vie au profit d'Yvon André et de Christophe Geffray.

¹ Christophe Geffray est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France

² Olivier Paquier est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN depuis le 1^{er} octobre 2009

Pour l'exercice 2009 à verser en 2010, le Conseil d'administration a décidé de fonder la rémunération variable des dirigeants pour une grande partie sur l'atteinte de performances financières et opérationnelles (en termes de capacités de production d'énergie) du groupe EDF Energies Nouvelles au 31 décembre 2009. Ces critères ont été largement atteints. En conséquence, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 il sera versé en mars 2010 à David Corchia une prime de 260 000 euros, à Yvon André de 112 000 euros, à Michel Trousseau de 90 000 euros, à Christophe Geffray de 90 000 euros et à Olivier Paquier de 23 000 euros. La part de rémunération variable peut varier jusqu'à 120 % du bonus cible qui s'exprime en pourcentage de la rémunération fixe ; compte tenu des résultats 2009, le Conseil d'administration a décidé de relever légèrement (dans la limite de 10%) ce plafond pour certains dirigeants.

Il est rappelé que le Président du Conseil d'administration ne perçoit aucune rémunération variable.

Pour la rémunération variable concernant l'exercice 2010 à verser en 2011, le Conseil d'administration a défini de nouveaux critères en début d'année 2010.

Par, ailleurs, après avis du Comité des nominations et des rémunérations et dans le cadre du renouvellement du mandat du Directeur Général, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009 a institué au profit du Directeur Général une prime d'intéressement à long terme sur 3 ans acquise prorata temporis sous réserve de l'atteinte d'objectifs financiers qui ont été définis par le Conseil pour 2010, 2011 et 2012.

Il est également rappelé qu'il n'existe aucun régime supplémentaire de retraite pour les dirigeants.

Monsieur Christophe Geffray est intégralement rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France, filiale à 100 % d'EDF Energies Nouvelles et Monsieur Olivier Paquier est salarié d'EDF Energies Nouvelles.

6.6 Actions gratuites

Le Conseil d'administration agissant dans le cadre de l'autorisation conférée par la quatorzième résolution de l'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2007 a adopté le 12 novembre 2009 un plan d'attribution d'actions gratuites aux collaborateurs clés en France incluant les dirigeants mandataires sociaux. Le tableau ci-après indique les attributions dont ont bénéficié les dirigeants mandataires sociaux.

<i>Mandataire</i>	<i>N° et date du plan</i>	<i>Nombre</i>	<i>Valorisation (norme IFRS 2)</i>	<i>Date d'acquisition</i>	<i>Date de disponibilité</i>	<i>Conditions de performance</i>
David Corchia	Plan N°4 12/11/09	4 000	127 152 €	12/11/2011	13/11/2013	Oui pour 100%
Yvon André	Plan N°4 12/11/09	2 200	69 933,6 €	12/11/2011	13/11/2013	Oui pour 100%
Christophe Geffray	Plan N°4 12/11/09	2 200	69 933,6 €	12/11/2011	13/11/2013	Oui pour 100%
Michel Trousseau	Plan N°4 12/11/09	2 200	69 933,6 €	12/11/2011	13/11/2013	Oui pour 100%
Olivier Paquier	Plan N°4 12/11/09	2 200	69 933,6 €	12/11/2011	13/11/2013	Oui pour 100%

Ces actions pourront être acquises à l'issue d'une période de 2 ans sous réserve de la présence du bénéficiaire au sein du Groupe et pour 100 % des actions sous réserve de l'atteinte par le Groupe en 2010 et 2011 d'objectifs opérationnels quantitatifs.

Par ailleurs, dans le cadre du plan d'attribution d'actions à l'ensemble des salariés, ils ont bénéficié chacun de l'attribution de 60 actions supplémentaires sous les mêmes conditions de présence et de performance que les autres salariés.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans 2009 susvisés devront être conservées au minimum pendant 2 ans et 25 % des actions acquises devront être conservées par les Directeurs Généraux délégués jusqu'à la cessation de leurs fonctions et 30% pour le Directeur Général.

Il a été attribué en 2009 aux 10 salariés EDF Energies Nouvelles non mandataires sociaux et dont le nombre d'actions attribuées gratuitement est le plus élevé un total de 14 400 actions gratuites, soit une valeur de 457 747,2 euros (juste valeur utilisée pour les comptes consolidés du groupe EDF Energies Nouvelles).

Pour mémoire en novembre 2007, Messieurs David Corchia, Yvon André et Christophe Geffray se sont vus attribuer chacun 1 000 actions gratuites (plan N°1), les conditions de performance posées par le conseil ayant été atteintes et la condition de présence remplie, les actions ont été acquises définitivement en novembre 2009. Elles resteront cependant indisponibles jusqu'en 2011 et pour 20 % devront être conservées jusqu'à la cessation des fonctions du mandataire.

Aucune action gratuite n'a été attribuée par une autre société du groupe EDF EN.

6.7 Engagement de toute nature pris au bénéfice des mandataires sociaux visés à l'article L. 225-102-1 al 3 du Code de Commerce

Engagement pris au bénéfice de David Corchia, Directeur Général

Conformément à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le conseil d'administration, lors de sa réunion du 22 septembre 2009, a décidé d'octroyer une indemnité de départ à M. David Corchia en cas de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre du renouvellement de son mandat soit à compter du 1er janvier 2010.

Le montant de cette indemnité, soumise à des conditions de performances, est fixé à vingt-quatre mois de rémunération globale.

Cette indemnité sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

Engagement pris au bénéfice d'Yvon André Directeur Général délégué (France et Affaires Nouvelles),

A l'occasion du renouvellement de son mandat de directeur général délégué, le conseil d'administration du 22 septembre 2009 a autorisé l'actualisation des conditions de performances auxquelles est soumise l'indemnité de départ dont bénéficie M. Yvon André dans le cadre de son contrat de travail, en cas de licenciement, hors cas de faute grave ou lourde. Le montant de cette indemnité reste fixé à vingt et un mois de rémunération globale.

Cette convention sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

Engagement pris au bénéfice de Michel Trousseau Directeur Général délégué (Europe du Nord et Orientale, Approvisionnement photovoltaïque)

Conformément à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le conseil d'administration, lors de sa réunion du 22 septembre 2009, a décidé d'octroyer une indemnité de départ à M. Michel Trousseau en cas de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre de son renouvellement de mandat soit à compter du 1er janvier 2010.

Le montant de cette indemnité, soumise à des conditions de performances, est fixé à dix-huit mois de rémunération globale.

Cette indemnité sera soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009

Conformément à la réglementation, ces engagements font l'objet d'une publication sur le site internet de la Société dans la rubrique informations réglementées.

6.8 Opérations des dirigeants sur les titres EDF EN

Enfin, sur l'exercice 2009, les opérations suivantes ont été effectuées et ont fait l'objet d'une déclaration par les personnes intéressées conformément aux dispositions de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier.

Déclarant	Nature de l'opération	Montant en euros	Prix unitaire (en euros)	Date de l'opération
Jean Thomazeau (Administrateur)	Acquisition	88 163	26,70	2/01/09

7. Actionnariat et éléments pouvant avoir une incidence en cas d'offre publique

7.1 Historique du capital

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission / d'apports	Actions créées ou annulées	Valeur nominale (en €)	Nombre d'actions cumulé	Capital après opération (en euros)
19/10/2005	Augmentation de capital	68 956 608	72 170	1 000	1,6	4 310 788	68 972 608
18/09/2006	Division de la valeur nominale des actions	68 972 608	NA	NA	1,6	43 107 880	68 972 608
28/11/2006	Augmentation de capital (introduction en bourse)	68 972 608	320 482 061	12 139 472	1,6	55 247 352	88 395 763,20
28/11/2006	Augmentation de capital (exercice de l'option de surallocation)	88 395 763,20	48 072 288	1 820 920	1,6	57 068 272	91 309 235,20

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission / d'apports	Actions créées ou annulées	Valeur nominale (en €)	Nombre d'actions cumulé	Capital après opération (en euros)
01/12/2006	Augmentation de capital (réservée à EDEV)	91 309 235,20	126 679 449,60	4 798 464	1,6	61 866 736	98 986 777,60
14/12/2006	Augmentation de capital (réservée aux salariés PEG)	98 986 777,60	1 964 279	93 216	1,6	61 959 952	99 135 923,20
14/12/2006	Augmentation de capital (réservée aux salariés hors PEG)	99 135 923,20	2 502 244,8	94 782	1,6	62 054 734	99 287 574,40
30/09/2008	Augmentation de capital avec DPS	99 287 574,40	474 718 699,80	15 513 683	1,6	77 568 417	124 109 467,20
30/09/2008	Annulation 1 action	124 109 467,20	NA	1	1,6	77 568 416	124 109 465,60

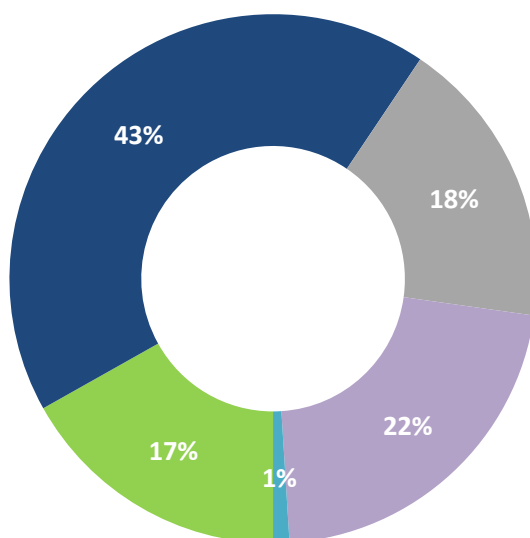
7.2 Structure du capital

Au 31 décembre 2009, la répartition du capital de la société est la suivante :

Actionnaire	Actions et droits de vote	% capital et droits de vote
Groupe EDF	38 784 208	50,00 %
Groupe Mouratoglou	19 474 117	25,1 %
Public (y compris salariés)	19 310 091	24,9 %
Total	77 568 416	100 %

Au 31 décembre 2009, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou détiennent ensemble 75,1 % du capital et des droits de vote de la Société.

EDF Energies Nouvelles a procédé à l'identification de ses actionnaires en décembre 2009. Sur la base du TPI (titres au porteur identifiables) et des titres au nominatif, les actionnaires institutionnels détiennent 75 % du flottant. La répartition des investisseurs institutionnels par zone géographique est la suivante :



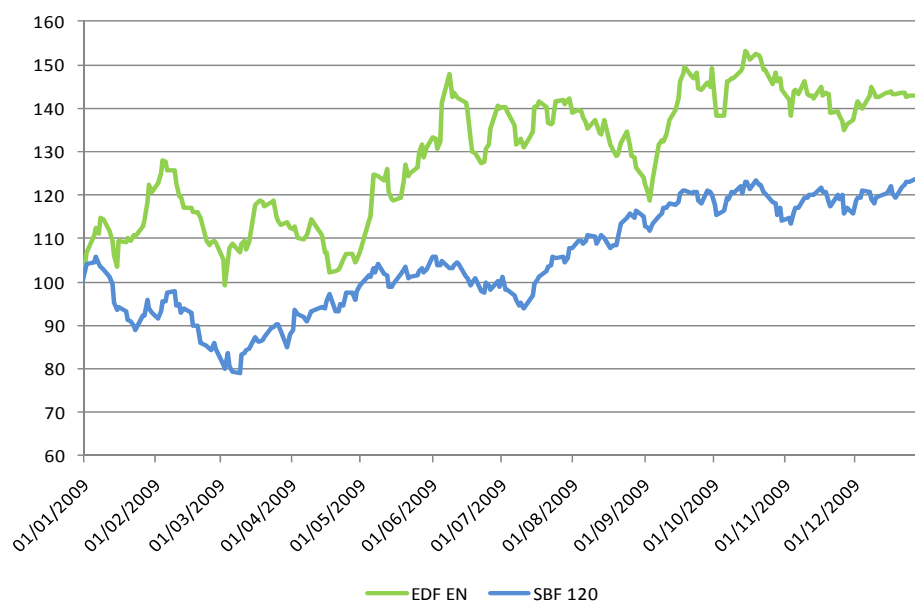
■ Amérique du nord ■ France ■ UK & Irlande ■ Europe continentale ■ Reste du Monde

7.3 Evolution du cours de Bourse

L'action EDF Energies Nouvelles a connu une forte progression de 42,6 % au cours de l'année 2009. A titre de comparaison, l'indice SBF 120 s'est apprécié de 23,7 %.

Le cours de bourse a évolué entre 25,1 euros et 38,7 euros au cours de l'année pour clôturer, le 31 décembre 2009, à 36 euros, correspondant à une capitalisation boursière de 2,8 milliards d'euros.

Evolution du cours de l'action en 2009 comparé à l'indice SBF 120



7.4 Franchissements de seuil

Au cours de l'exercice 2009, la Société n'a été informée d'aucun franchissement de seuils.

La Société n'a pas été notifiée de participations prévues par l'article L.233-12 du Code de commerce. A la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que ceux mentionnés au paragraphe « Structure du capital » ne détient plus de 5 % du capital.

7.5 Impact en cas d'offre publique (L. 225-100-3)

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique visant les titres de la Société sont décrits ci-après.

Il est rappelé que la structure du capital de la Société est de 50 % pour le groupe EDF, 25,1 % pour le groupe Mouratoglou et 24,9 % pour le public (y compris les salariés). Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont déclaré agir de concert vis-à-vis de la Société et ont pris l'engagement de s'interdire de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la Société à moins de 23,66 %. Cependant, l'engagement de liquidité souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la Société.

7.5.1 Restrictions statutaires à l'exercice des droits de vote et aux transferts d'actions

Les statuts de la Société ne contiennent au 31 décembre 2009 aucune stipulation limitant les transferts d'actions. Sous réserve des stipulations de l'article 13 relatives à la privation des droits de vote en cas de non-respect des obligations relatives aux déclarations de franchissement de seuil (franchissement du seuil de 1 % du capital ou des droits de vote), les statuts ne contiennent pas de restriction à l'exercice des droits de vote.

7.5.2 Clauses de convention portées à la connaissance de la Société dont elle a connaissance en application de l'article L. 233-11 du Code de commerce – droits de contrôle spéciaux

Dans le cadre de l'admission des titres de la Société sur le marché Eurolist d'Euronext, l'Autorité des marchés financiers a été destinataire d'un pacte d'actionnaires et d'une convention concernant la Société, conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société EDF Développement Environnement - EDEV (ci-après désignés ensemble le « Groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société à responsabilité limitée de droit luxembourgeois SIIF - Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). L'Autorité des marchés financiers a également été destinataire d'un avenant à la convention précitée, conclu le 10 novembre 2006 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou. La décision de l'AMF n° 206C2226, consultable sur son site, décrit les principales stipulations de ces accords et notamment le droit de préférence en cas de transfert de titres consentis au groupe EDF par le groupe Mouratoglou et les options de vente et d'achat consenties en cas de participation du groupe Mouratoglou devenue inférieure à 10 % du capital.

7.5.3 Règles applicables à la nomination et au remplacement des membres du Conseil d'administration

Aux termes du pacte, le Conseil d'administration de la Société doit être composé de neuf membres désignés pour une durée de six années, dont quatre sont désignés parmi les candidats présentés par le groupe EDF, trois parmi les candidats présentés par le groupe Mouratoglou, et deux administrateurs indépendants (l'un nommé parmi les candidats proposés par le groupe EDF, l'autre parmi les candidats proposés par le Groupe Mouratoglou).

Le pacte prévoit également une modification de la composition du Conseil d'administration, en cas de diminution éventuelle de la participation du groupe Mouratoglou dans le capital de la Société :

- si cette participation devient inférieure à 12,5 % du capital, le nombre d'administrateurs nommés sur sa proposition sera réduit à deux, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à cinq et le nombre d'administrateurs indépendants demeurant inchangé ;
- si cette participation devient inférieure à 10 % du capital, le nombre d'administrateurs nommés sur sa proposition sera réduit à un, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à cinq et le nombre d'administrateurs indépendants étant porté à trois ;
- si cette participation devient inférieure à 5 % du capital, il n'y aura plus d'administrateurs nommés sur sa proposition, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à six et le nombre d'administrateurs indépendants étant porté à trois.

Les fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général sont dissociées. M. Pâris Mouratoglou occupe les fonctions de Président du Conseil d'administration jusqu'au 31 décembre 2010 et s'engage à renoncer à cette fonction si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société. Jusqu'à l'expiration du mandat de Président de M. Pâris Mouratoglou, les fonctions de Président du Conseil d'administration demeureront dissociées de celles de Directeur Général. Le Directeur Général est désigné parmi les candidats proposés par le groupe EDF.

7.5.4 Accords prévoyant des indemnités pour les membres du Conseil d'administration ou les salariés, s'ils démissionnent ou sont licenciés sans cause réelle et sérieuse ou si leur emploi prend fin en raison d'une offre publique

Voir le paragraphe 6.7 ci-dessus décrivant les engagements pris au bénéfice de David Corchia, Yvon André et Michel Trousseau.

7.5.5 Pouvoirs du Conseil d'administration, en particulier relatifs à l'émission ou au rachat d'actions

Les délégations de pouvoirs et autorisations d'émettre des actions et autres valeurs mobilières dont bénéficie le Conseil d'administration figurent en annexe 2 du rapport.

L'Assemblée générale du 27 mai 2009 a autorisé, le Conseil d'administration, pour une durée de dix-huit mois, à procéder au rachat de ses propres actions. Les conditions de ces rachats sont décrites dans le descriptif du programme de rachat figurant sur le site internet de la société.

7.5.6 Accords conclus par la société qui sont modifiés ou prennent fin en cas de changement de contrôle de la Société si cette divulgation, hors les cas d'obligation légale de divulgation, portait gravement atteinte à ses intérêts

Contrat de licence de marque

Dans l'hypothèse où la participation, directe ou indirecte, d'EDF deviendrait inférieure à 35 % du capital ou des droits de vote de la Société, le contrat de licence de marque conclu entre la Société et EDF en date du 30 août 2006 au terme duquel la Société bénéficie du droit d'usage de la marque « EDF Energies Nouvelles » en tant que dénomination sociale serait résilié de plein droit.

Contrats de financement

Certains financements de la Société prévoient un remboursement anticipé dans l'hypothèse où EDF viendrait à détenir une part de capital et de droits de vote de la Société inférieure à un certain seuil ou en cas de changement de dénomination sociale de la Société.

Contrat de recherche et développement

La société a conclu le 31 janvier 2008 un contrat cadre visant à organiser la collaboration avec EDF pour les programmes de recherche et développement en matière d'énergies renouvelables. Cette collaboration est organisée autour de programmes de recherche annuels à convenir entre les deux parties. Ce contrat est conclu pour une durée de trois ans et reconductible par tacite reconduction par période d'une année.

Ce contrat pourra être résilié unilatéralement par EDF en cas de modification du niveau de contrôle d'EDF sur la Société ou de changement d'activité conséquent au sein de la Société.

La collaboration avec EDF inclut des travaux relatifs à l'optimisation des performances des parcs éoliens (mesures de vent, études techniques de turbines, études sur les installations offshore, etc.), l'amélioration du rendement surfacique des cellules photovoltaïques et le développement de procédés de fabrication à moindre coût, l'optimisation des installations photovoltaïques sur toiture ainsi que l'appui au développement des projets d'exploitation des énergies marines.

Evolution de l'actionnariat

La Société bénéficie de l'expérience de M. Mouratoglou, acteur historique des énergies nouvelles, ainsi que de la renommée du groupe EDF et de la force de son implantation nationale et internationale. Dans ce cadre, tout changement de contrôle de la Société par ses principaux actionnaires actuels pourrait avoir un impact défavorable significatif sur la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à atteindre ses objectifs.

8. Salariés et actionnariat salariés

8.1 Salariés

8.1.1 Effectifs du Groupe

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des effectifs du Groupe¹ répartis par zone géographique :

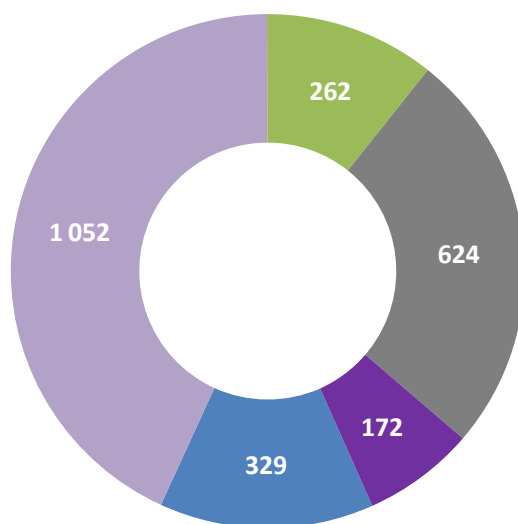
Groupe EDF Energies Nouvelles		
	31/12/2008	31/12/2009
Allemagne	3	3
Belgique	14	19
Bulgarie	60	76
Espagne	26	35
France	231	329
Grèce	28	38
Italie	19	15
Portugal	27	29
Royaume-Uni	16	17
Turquie	15	31
Etats-Unis	463	604
Canada		20
EDF ENERGIES NOUVELLES (hors EDF Energies Nouvelles Réparties)	901	1 215
France (EDF Energies Nouvelles Réparties, Tenesol, Supra, Ribo)	637	1 052
Afrique du Sud (Tenesol)	134	121
Afrique de l'Ouest et Maroc (Tenesol)	52	51
EDF Energies Nouvelles Réparties	822	1 224
Total Groupe EDF Energies Nouvelles	1 723	2 439

Au 31 décembre 2009, le Groupe comptait 2 439 salariés contre 1 723 au 31 décembre 2008.

Cette forte croissance des effectifs s'explique par le dynamisme du Groupe en France et à l'international. Le Groupe a poursuivi ses recrutements sur l'ensemble de ses métiers : le développement de projets éoliens et solaires, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des actifs, et les énergies réparties.

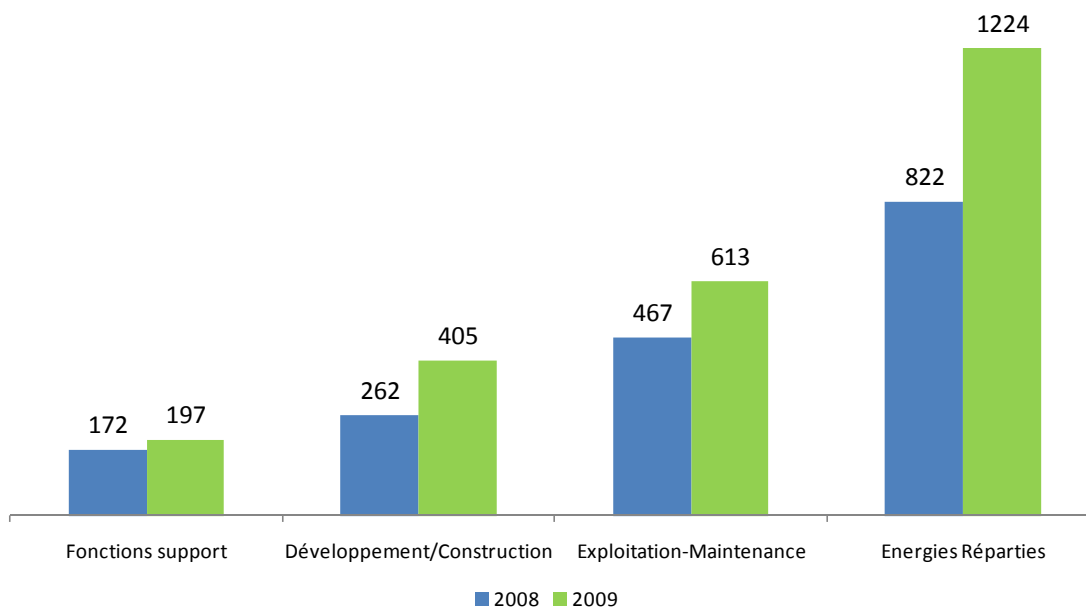
¹ Les effectifs du Groupe comprennent les salariés des sociétés entrant dans le périmètre de consolidation et sont comptabilisés selon les mêmes critères.

Répartition géographique des effectifs
Au 31 décembre 2009



■ France (hors EDF ENR) ■ France (EDF ENR et ses filiales) ■ Europe ■ Amérique du Nord ■ Afrique (Tenesol)

Répartition des effectifs par métiers

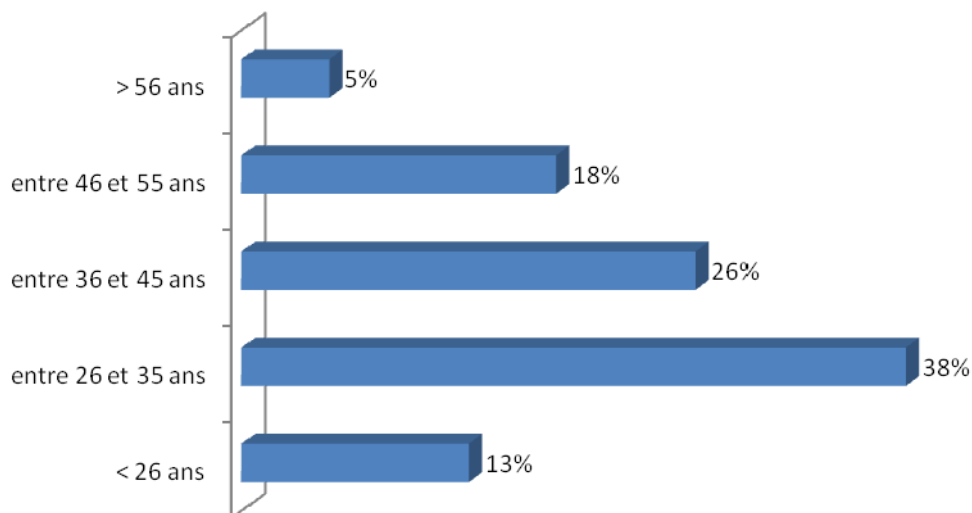


Les principaux indicateurs de données sociales sont présentés ci-après :

	France Hors EDF ENR	EDF ENR	Europe	Amérique du nord	TOTAL Groupe
EFFECTIFS					
Effectifs fin de période	329	1 224	262	624	2 439
Nombre de cadres	250	218	89	116	673
<i>% de cadres</i>	76%	18%	34%	19%	28%
Nombre de non cadres	79	1 006	173	508	1 766
<i>% de non-cadres</i>	24%	82%	66%	81%	72%
Nombre de CDI	324	968	242	624	2 158
Nombre de CDD	5	256	20	0	281
<i>% de salariés à temps partiel</i>	4%	2%	4%	1%	3%
Nombre d'hommes	214	942	200	503	1 859
<i>% d'hommes / effectif global</i>	65%	77%	76%	81%	76%
Nombre de femmes	115	282	62	121	580
<i>% de femmes / effectif global</i>	35%	23%	24%	19%	24%
Nombre d'hommes cadres	166	174	70	95	505
<i>% d'hommes cadres / total hommes</i>	78%	18%	35%	19%	27%
<i>% d'hommes cadres / total cadres</i>	67%	80%	78%	82%	75%
Nombre de femmes cadres	84	44	19	21	168
<i>% de femmes cadres / total femmes</i>	73%	16%	31%	17%	29%
<i>% de femmes cadres / total cadres</i>	33%	20%	21%	18%	25%
SANTE ET SECURITE					
Nombre Accidents du travail avec 1 jr ou plus d'arrêt	2	51	0	18	71
Nombre d'accidents du travail mortels	0	0	0	0	0
Taux d'absentéisme	1,2%	2%	ND	1%	ND
FORMATION					
<i>Ratio dépenses de formation sur masse salariale</i>	1,36%	1,13%	1,45%	5,4%	2,4%
Nombre d'heures de formation	4 505	16 357	1 586	30 422	52 870
Nombre de salariés formés	179	798	46	542	1 565
<i>% de salariés formés</i>	55%	65%	17%	87%	64%
Insertion et formation des jeunes					
Nombre d'apprentis et contrats d'apprentissage	2	20,5	na	na	23
Nombre de stagiaires	34,5	14	3	0	52
EMPLOI					
Recrutements	133	439	74	222	868
Autres Arrivées	4	0	0	30	34
TOTAL ARRIVEES	137	439	74	252	902
Départs en retraite	0	5	0	0	5
Démissions	11	54	5	34	104
Licenciements	3	43	3	22	71
Autres départs	25	133 ⁽¹⁾	10	5	173
TOTAL DEPARTS	39	235	18	61	353

(1) dont 106 fin de CDD

Pyramide des âges Au 31 décembre 2009



Les charges de personnel du Groupe ont représenté au cours de l'exercice 2009 un montant total de plus de 128 millions d'euros.

8.1.2 Le Groupe en France (hors EDF Energies Nouvelles Réparties)

Effectifs

En France, le Groupe (hors EDF Energies Nouvelles Réparties) comptait 329 collaborateurs au 31 décembre 2009, soit une progression de 42 % par rapport au 31 décembre 2008.

La croissance est portée par des équipes jeunes (66 % des salariés ont moins de 35 ans) hautement qualifiées, issues principalement d'écoles d'ingénieurs, d'écoles de commerce et de grandes universités. Ainsi EDF Energies Nouvelles participe activement au recrutement de jeunes cadres diplômés en France. 76 % des salariés ont le statut de cadre.

Métiers - recrutements

En France, les équipes apportent une expertise variée reconnue sur l'ensemble des métiers historiques du Groupe (le développement, la réalisation, l'exploitation-maintenance, mais aussi le financement de projets, la gestion d'actifs...).

Dans une année de crise, EDF Energies Nouvelles s'est distingué en embauchant en France plus de 130 personnes dans les métiers suivants :

- **Développement de projets** : Les recrutements ont accompagné la croissance de l'activité photovoltaïque. Les métiers du développement exigent des compétences très larges. Ils comprennent la gestion d'un projet éolien/solaire, le choix des sites, l'étude technique et financière, l'analyse des aspects environnementaux, l'analyse du potentiel éolien/solaire, la gestion des aspects juridiques et financiers du projet (financements structurés).
- **Réalisation** : Négociation des contrats de vente d'électricité, montage des projets de construction et suivi de chantier éoliens et solaires (au sol et intégré au bâti). Les équipes se sont dotées de nouvelles compétences issues notamment du secteur du bâtiment et de bureaux de contrôle.

- **Fonctions Support** : Elles se renforcent autour d'une organisation en place. Les collaborateurs des fonctions Support apportent leur expertise et permettent une meilleure maîtrise des risques tout en concourant à assurer au Groupe une meilleure performance.
- **Exploitation et Maintenance des actifs** : Les équipes exploitation et maintenance se sont constituées autour de profils variés :
 - des techniciens dont les compétences sont axées sur des activités opérationnelles de terrain ;
 - des profils d'ingénieurs capables de gérer les installations en production avec un objectif d'amélioration de la performance et d'optimisation du fonctionnement des centrales, tout en restant garant de la fiabilité des installations et du suivi de production.

La maintenance et l'entretien des centrales offrent d'importantes perspectives de recrutement d'une main d'œuvre locale. Les équipes Exploitation et Maintenance se sont installées en 2009 à Colombiers (à proximité de Béziers) dans le centre européen d'exploitation et maintenance du Groupe, qui a été construit sur le modèle du centre O&M de la filiale américaine enXco. Ce centre abrite les trois activités qui composent l'Exploitation et la Maintenance : la supervision des centrales, l'ingénierie de maintenance et les interventions sur les matériels ainsi que la maintenance préventive et corrective.

Enfin, afin de consolider sa position dans les métiers de construction de parcs et de toitures photovoltaïques, le Groupe a créé en décembre 2008, en partenariat avec la société allemande Beck Energy, la société Colsun dont les activités sont principalement centrées sur la construction de centrales solaires au sol et la réalisation du lot électrique pour les projets en toiture. Au 31 décembre 2009, Colsun comptait 24 salariés et 3 contrats de professionnalisation.

Formation

La formation au sein des sociétés françaises du Groupe se développe autour de trois objectifs :

- des formations habilitantes permettant aux salariés d'exercer leurs fonctions en toute sécurité. En France, le Groupe a mis l'accent sur les programmes de formation en matière de sécurité en organisant des formations sur les thématiques suivantes : habilitations électriques, travaux en hauteur, techniques de secours et évacuation d'une victime travaillant sur éolienne (*rescue*), ou encore extincteurs ainsi que des formations donnant les autorisations de conduite des nacelles et des chariots élévateurs pour travailler sur les toitures,
- des actions de sensibilisation environnementale (bruit, aspects visuels, gestion de chantier...) qui s'inscrivent dans le système de management environnemental,
- des formations permettant aux salariés de perfectionner ou d'acquérir de nouvelles connaissances.

Outre les actions de formations réalisées en externe, le Groupe a développé des programmes de formations internes: environ 25 journées ont été organisées permettant un échange sur les bonnes pratiques, un partage des savoir-faire et des connaissances autour des experts du Groupe (techniques, juridiques, fiscalistes, financements de projets, SI,...).

Parallèlement, le centre d'Exploitation et Maintenance de Colombiers finalise son projet d'ouverture d'un centre de formation dédié aux métiers de l'Exploitation et Maintenance. Une démarche EHS (Environnement, Hygiène et Sécurité) est initiée.

8.1.3 [EDF Energies Nouvelles Réparties](#)

En 2009, le Groupe a continué de renforcer sa présence dans le domaine des énergies renouvelables réparties, et en particulier dans le solaire photovoltaïque distribué. Les sociétés portant ces activités connaissent une croissance importante de leurs effectifs.

La société EDF Energies Nouvelles Réparties compte 49 collaborateurs (salariés d'EDF Energies Nouvelles Réparties ou mis à disposition). Ce sont ses principales filiales Supra, Tenesol, Ribo et Photon Technologies qui portent l'essentiel des effectifs de cette branche d'activité.

- La société Supra, spécialisée dans la fabrication d'appareils de chauffage et de cheminées, dispose de deux sites de production en France. Elle comptait 373 collaborateurs au 31 décembre 2009. Supra a poursuivi en 2009 ses actions de formation visant à garantir la sécurité des salariés à leur poste de travail.
- Tenesol, consolidée à 50 % par le Groupe, est investi dans plusieurs métiers intégrant l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque :
 - en amont, un métier d'industriel et de fabricant de panneaux solaires (341 salariés dans les usines du Cap en Afrique du Sud et de Toulouse),
 - au niveau du siège et de ses filiales aval, une activité d'ingénierie et systémier de solutions photovoltaïques (277 collaborateurs),
 - en complément, les filiales DOM-TOM sont impliquées dans les métiers de maintenance et d'exploitation des centrales photovoltaïques (372 collaborateurs).

Le groupe Tenesol comptait 990 collaborateurs fin 2009 (comprenant les filiales de Tenesol entrant dans le périmètre de sa propre consolidation). Depuis deux ans, le groupe Tenesol est investi dans une logique de recrutement d'ingénieurs et de cadres à forts potentiels. Des formations pour les salariés évoluant dans les activités « à risque » sont mises en œuvre régulièrement (travail en hauteur, habilitations électriques, permis caristes, formations équipiers incendie et autres).

- La société Ribo, spécialiste du développement et de l'exploitation de solutions innovantes de chauffage, climatisation et traitement de l'air, basée à Castelnaudary (département de l'Aude), comptait 32 salariés fin 2009.
- Enfin, la société Photon Technologies comptait 314 salariés au 31 décembre 2009, soit une progression de 68 % de ses effectifs en un an. En 2009, Photon Technologies a embauché 130 personnes en CDI et 51 en CDD. Plus de 1 200 contrats d'intérimaires ont été gérés en 2009. Photon Technologies a organisé des actions visant à former ses salariés à la sécurité (travaux en hauteur, risque électrique, utilisation de nacelles, etc.) et aux métiers du photovoltaïque.

8.1.4 Le Groupe à l'international

Effectifs

Le Groupe a poursuivi son expansion à l'international avec une progression de 35 % des effectifs en 2009.

En Europe, les filiales historiques du Groupe (Grèce, Bulgarie, Portugal, Italie, Espagne...) enregistrent une croissance de leurs effectifs sur l'ensemble des métiers du Groupe, poursuivant ainsi la professionnalisation des équipes et leur organisation.

Les filiales européennes consolident leurs effectifs en se dotant de fonctions support (c'est le cas notamment de la filiale espagnole Fotosolar ou de l'Italie qui ont renforcé la fonction financements de projets et internalisé progressivement certaines activités comme la comptabilité et le conseil juridique).

Ces filiales favorisent l'emploi local en ayant recours à des ressources de main d'œuvre locales proches des installations (en Bulgarie tout comme en Grèce, en Turquie, en Italie, ces sociétés emploient du personnel local pour assurer notamment le gardiennage des installations. En Turquie, pour répondre aux exigences de l'opérateur turc, des techniciens poste ont été recrutés à proximité des sites afin de contrôler et signaler les dysfonctionnements des turbines ou de tout autre équipement électrique).

L'ensemble des filiales européennes ont mené des actions de formation destinées à renforcer la sécurité de leurs salariés dans le cadre de l'exercice de leur fonction. Ainsi, EDF EN Italia et ses filiales ont entrepris d'adopter les dispositifs nécessaires pour se mettre en conformité avec la réglementation italienne en matière de sécurité sur le lieu de travail (formations au secourisme, à la lutte contre les incendies...), de respect de la vie privée (« Privacy ») et de délégation des responsabilités au sein de l'entreprise (avec mise en place d'un « modèle d'organisation » et d'un « organisme de vigilance »). L'Angleterre a recruté un Responsable HSE.

En Amérique du Nord, la filiale enXco a continué à renforcer ses équipes pour accompagner sa croissance (200 nouveaux embauchés) portant ainsi ses effectifs à 604 salariés.

Ses équipes se répartissent entre :

- 414 salariés dans les métiers d'exploitation-maintenance,
- 141 salariés dans le développement et les métiers techniques. enXco a renforcé ses équipes spécialisées dans le développement de projets solaires et le développement de projets sur de nouveaux territoires (notamment les métiers de la sécurisation du foncier),
- 49 personnes dans les fonctions support.

enXco a renforcé ses actions en matière de sensibilisation à la sécurité. Au 31 décembre 2009, le taux de fréquence des accidents déclarés était de 2,62, atteignant ainsi l'objectif fixé par enXco d'obtenir un taux inférieur à 2,8. Les actions dans ce domaine se poursuivront en 2010.

La filiale américaine intensifie également ses actions de formation à destination de ses salariés et managers.

Au Canada, nouvelle implantation du Groupe, les équipes sont constituées, d'une part, de développeurs de projets éoliens au sein de la société Saint Laurent Energies et d'autre part, de développeurs, de chargés d'affaires construction, de profils Exploitation et Maintenance au sein de l'entité EDF EN Canada.

Mobilité

Le Groupe encourage la mobilité et connaît des exemples réussis d'expatriation, notamment en Angleterre, en Italie, en Grèce et aux Etats-Unis. Les nouveaux marchés et les nouvelles activités offrent également de nouvelles perspectives d'expatriation, notamment en Turquie, au Canada et au Mexique.

Le Groupe connaît aujourd'hui des exemples réussis de mobilité entre les filiales. Les équipes construction du Portugal interviennent ainsi pour le Groupe dans d'autres pays apportant leur expertise et leur savoir-faire (notamment au Mexique et en Italie).

8.1.5 Fidélisation

Pour soutenir sa croissance et atteindre ses objectifs, EDF Energies Nouvelles s'attache à motiver et à fidéliser ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux talents. Dans cet objectif, le Groupe a mis en place fin 2009, pour la troisième année consécutive un plan d'attribution d'actions gratuites pour ses collaborateurs clés en France et dans ses filiales. De plus, il a également décidé de mettre en place un second plan d'attribution d'actions gratuites à l'ensemble des salariés France des filiales détenues à plus de 51 %.

Plan d'attribution d'actions gratuites EDF Energies Nouvelles en 2009

Le Conseil d'Administration du 12 novembre 2009 a adopté un plan d'attribution d'actions gratuites pour les collaborateurs clés (regroupant les dirigeants et les collaborateurs clé France) et un plan d'attribution d'actions gratuites pour l'ensemble des salariés France. Pour ces deux plans, l'acquisition des actions en novembre 2011 est soumise à une condition de présence ainsi que pour partie (à l'exception des dirigeants mandataires sociaux pour lesquels la totalité des actions est soumise) à des conditions de performance collective fondées sur les résultats opérationnels du Groupe et suivie d'une période d'incessibilité de deux ans pour les actions acquises définitivement.

Les salariés des filiales étrangères (Etats-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne), qualifiés de collaborateurs clés, ont bénéficié d'un plan appelé « Mirror stock plan » reproduisant le mécanisme d'attribution d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2011 et novembre 2012, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

8.1.6 Actionnariat salarié

A la connaissance de la Société, le montant de la participation des salariés au capital social de la Société au 31 décembre 2009 au sens de l'article L. 225-102 du Code de Commerce était de 0,089 % (69 177 actions provenant de l'offre réservée aux salariés dans le cadre d'un plan d'épargne groupe à l'occasion de l'introduction en Bourse de la Société en décembre 2006 et des actions gratuites indisponibles).

9. Informations relatives à EDF Energies Nouvelles S.A

9.1 Comptes sociaux

9.1.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles S.A, société holding du groupe EDF Energies Nouvelles, s'élève à 31,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 20,8 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Le chiffre d'affaires est composé principalement de prestations Groupe (ex : garanties données à des établissements financiers par la Société pour le compte des filiales, honoraires CAC, honoraires R&D refacturés) et de managements fees auprès des différentes filiales du Groupe et accessoirement de prestations facturées à son actionnaire EDEV SA (quote-part de loyer de l'immeuble Cœur Défense). La progression du chiffre d'affaires est liée notamment à l'augmentation des managements fees et à la refacturation de divers honoraires (CAC, R&D, loyer et commissions).

9.1.2 Résultats

- Le résultat d'exploitation 2009 est négatif de (4,9) millions d'euros contre (5,8) millions d'euros l'an passé. Cette amélioration provient notamment d'un volume de facturation à l'intérieur du Groupe supérieur à l'évolution des charges d'exploitation. Agissant comme holding de tête du Groupe, le résultat d'exploitation d'EDF Energies Nouvelles est structurellement négatif, car elle n'a pas la possibilité de refacturer l'intégralité de ses charges d'exploitation.
- Le résultat financier d'EDF Energies Nouvelles S.A. est un produit de 28,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 35,1 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une baisse de 6,2 millions d'euros. En effet, en 2009, la société a perçu de moindres produits financiers sur placements et compte courant du fait de la baisse des taux d'intérêt et dégage un résultat net de change négatif ; des effets en partie compensés par le versement de dividendes en hausse (dont 13,5 millions d'euros par enXco) et une baisse des charges d'intérêts sur emprunt.
- Le résultat exceptionnel s'établit à 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 4,3 millions d'euros au 31 décembre 2008. En 2009, il correspond notamment à la cession d'une partie (2,5 %) des titres de participation détenus dans la société C-Power (éolien off-shore) qui passe ainsi de 20,8 % à 18,3 %.
- Le résultat net de l'exercice est donc un bénéfice de 30,8 millions d'euros contre un bénéfice 34,3 millions d'euros sur l'exercice précédent.

9.1.3 [Fonds propres et endettement net](#)

Les fonds propres d'EDF Energies Nouvelles SA s'élèvent à 1 226,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 216,2 millions d'euros au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2009, le report à nouveau s'élève à 50,4 millions d'euros et le résultat net à 30,8 millions d'euros.

EDF EN SA joue un rôle de financement de ses filiales et participations de plus en plus important compte tenu de la mise en place d'une centralisation de la trésorerie depuis un peu plus de quatre ans. Elle finance une partie des fonds propres des projets éoliens et solaires conservés par le Groupe et consent des avances aux filiales du Groupe aux fins de financer leur besoin en fonds de roulement, payer les acomptes aux fabricants de turbines, et financer les périodes de construction des fermes dans l'attente de la mise en place des financements de projets à recours limité.

Pour ces opérations, la maison mère dispose de lignes corporate et de découverts bancaires d'un montant de 1 538 millions d'euros, ainsi que d'un solde de disponibilité de 210 millions d'euros.

9.2 Evolution des participations

Souscriptions et augmentations au cours de l'exercice 2009

Les principales opérations réalisées en 2009 sont :

- Souscription à une augmentation de capital dans AlcoGroup (biocarburant), permettant ainsi une amélioration du gearing de la société,
- Recapitalisation de la société Inversiones Eolicas (holding mexicaine détenant les participations dans le projet La Ventosa) via conversion partielle du compte courant,
- Participation à l'augmentation de capital d'enXco via conversion partielle du compte courant,
- Augmentation de capital dans la société C-Power (éolien off-shore) via incorporation du compte courant.

Cessions de titres au cours de l'exercice 2009

- Cession de titres de participation (2,5 %) détenus dans la société C-Power,
- Dans le cadre de la réorganisation des participations du Groupe, les titres détenus dans des sociétés de développement grecques ont été cédés à EDF EN Grèce. De même, les titres détenus dans la société Energia Del Ismo ont été cédés à Inversiones Eolicas (Mexique),
- Vente de deux centrales de cogénération (Seclin et Chabossière).

Le détail de l'évolution des participations figure en annexe des comptes sociaux.

9.3 Acquisition par la société de ses propres actions

9.3.1 [Actions détenues par la Société ou pour son propre compte](#)

Au 31 décembre 2009, la société et ses filiales détiennent 220 289 actions d'autocontrôle soit 0,284 % du capital de la société.

L'Assemblée Générale des actionnaires du 27 mai 2009 statuant à titre ordinaire a autorisé le Conseil d'administration pour une durée de 18 mois à racheter les actions de la Société dans la limite de 10 % du capital social.

Répartition par objectifs des opérations d'achat d'actions réalisées :

Objectifs de rachat	Nombre de titres
Contrat de liquidité	84 655
Conservation des titres et remise ultérieure en paiement ou à l'échange dans le cadre d'opérations de croissance externe	Néant
Couverture des plans d'options ou allocations d'actions à des salariés ou des titres de créances convertibles	135 634
Annulation des titres acquis	Néant
Total	220 289

Aucune réallocation des actions à d'autres finalités ou objectifs n'a été réalisée.

En novembre 2009, 23 178 actions ont été allouées dans le cadre de l'attribution définitive du plan d'actions gratuites N°1.

9.3.2 Contrat de liquidité et autres rachats d'actions propres

Le 6 février 2007, la Société a confié à Natexis Bleichroeder, filiale de NATIXIS, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie établie par l'Association Française des Entreprises d'Investissement telle qu'approuvée par l'Autorité des marchés financiers par décision du 22 mars 2005. Ce contrat a été conclu pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. Pour la mise en œuvre de ce contrat, 7 000 000 euros ont été affectés au compte de liquidité.

Au 31 décembre 2009, le compte de liquidité comportait 84 655 titres EDF Energies Nouvelles et un montant disponible de 4 030 439,86 euros.

Par ailleurs, la société a confié en novembre 2009 à un prestataire de services d'investissements, la mission d'acquérir dans le cadre du programme de rachat, des actions à l'effet de couvrir les plans d'actions gratuites décidés le 12 novembre 2009. Dans ce cadre, 73 064 actions, d'une valeur nominale de 1,6 euro, ont été acquises au prix moyen de 36,29 euros, soit un montant total de 2 651 431,56 euros. L'intégralité des actions a été affectée à la couverture desdits plans.

Sur la totalité de l'exercice 2009, la Société, dans le cadre du contrat de liquidité, a procédé au rachat de 1 217 920 actions à un cours moyen de 32,46 euros de même qu'à la vente de 1 327 002 actions à un cours moyen de 32,41 euros.

Le montant des frais de négociation pour l'année 2009 est de 40 691 euros.

9.4 Délais de paiement

Conformément à l'article D 441-4 du Code de commerce, la société donne la décomposition du solde des dettes à l'égard des fournisseurs au 31/12/2009 par date d'échéance :

Echéance	Dettes fournisseurs (en K€)
Paiement à 30 jours	1 179
Paiement à plus de 30 jours	0

9.5 Comité d'entreprise - UES

Une Unité Economique et Sociale (UES) a été mise en place entre EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, EDF EN Services et EDF EN Outre Mer. Sa reconnaissance a été formalisée le 15 mai 2009 par décision du tribunal saisi par EDF Energies Nouvelles. Un Comité d'entreprise a été élu en juin 2009 et un accord de participation a été signé en fin d'année.

10. Bilan environnemental

De par son activité de producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolien principalement mais également solaire, hydraulique et biomasse), EDF Energies Nouvelles participe activement aux enjeux mondiaux du développement durable tels que le combat contre l'effet de serre ou la sécurisation de l'approvisionnement énergétique.

10.1 Exigences environnementales

L'ensemble des installations du Groupe est conçu et exploité dans le respect de la réglementation environnementale applicable concernant la protection des paysages et des espaces naturels, les rejets atmosphériques et liquides ainsi que les bruits de voisinage. De même, le choix de l'implantation de ces installations est issu d'une longue démarche de concertation avec les autorités locales et les riverains et s'effectue en conformité avec les différentes contraintes réglementaires locales.

EDF Energies Nouvelles travaille avec les différents constructeurs afin de limiter les impacts de ses outils de production sur l'environnement, notamment la diminution des émissions sonores des éoliennes, l'amélioration du rendement et la baisse des émissions polluantes des installations de combustion. Ce souci permanent d'amélioration est conjugué à une politique d'entretien systématique préventif des matériels dont le vieillissement pourrait engendrer des dégradations du rendement énergétique.

Afin de formaliser cet engagement de conformité ainsi que les différents engagements pris par EDF Energies Nouvelles en faveur du Développement Durable, une nouvelle politique environnementale a été signée en 2009 par l'ensemble des membres du Comité de Direction du Groupe.

Celle-ci s'applique à l'ensemble des activités et pays où EDF Energies Nouvelles est implanté et les principaux engagements portent sur :

- le développement des énergies renouvelables actuelles et futures tout en maîtrisant les impacts environnementaux associés ;
- le respect de la réglementation applicable aux différentes phases du projet, la prévention du risque de pollution et le respect des engagements pris au niveau des parties intéressées locales ;
- la gestion et le suivi des différents prestataires employés ;
- le contrôle périodique des performances environnementales et leurs améliorations en continu.

Cette politique s'inscrit en conformité avec la politique environnementale du groupe EDF ainsi que les politiques Biodiversité et Carbone associées ; certaines actions sont ainsi menées en commun.

10.2 Mise en œuvre des engagements environnementaux

Dès les premières étapes de chaque projet, une attention particulière est portée au respect des différents engagements environnementaux.

Pour cela, EDF Energies Nouvelles agit sur des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui sont actuellement au stade avancé (éolien, photovoltaïque) et travaille également au développement de nouvelles filières (énergies marines, biomasse...). Pour ce faire, un partenariat est établi avec l'équipe R&D d'EDF dont les dépenses pour l'année 2009 ont été proches de 2 millions d'euros.

Par ailleurs, et conformément à la réglementation en vigueur, une évaluation des impacts environnementaux (réalisation d'études botaniques, avifaunes, paysagères, acoustiques...) est réalisée de manière systématique en phase Développement par un bureau d'études extérieur afin d'optimiser le design de l'installation ainsi que d'établir les mesures d'accompagnement devant être mises en place.

Par la suite, des spécifications sont établies à destination des différents prestataires employés en phase Chantier ou Exploitation-Maintenance concernant la protection de l'environnement : par exemple, un cahier des charges environnemental est établi pour les prestations réalisées tant pour les projets éoliens que photovoltaïques.

Les exigences définies portent principalement sur la mise en place de moyens de rétention sous les stockages de produits dangereux, le respect des zones naturelles ou patrimoniales protégées (mise en place d'un balisage), l'équipement en moyens d'intervention en cas d'accident (kits d'absorbant, extincteurs en nombre suffisant)...

Concernant la gestion des risques en phase Exploitation, EDF Energies Nouvelles organise régulièrement sur ses installations des exercices avec les services de secours locaux afin de leur présenter l'installation et ses caractéristiques et de réaliser un exercice de secours (exercice incendie, exercice de secours à la personne...).

Afin de veiller au respect de ces exigences, EDF Energies Nouvelles supervise les opérations de construction et d'exploitation-maintenance. Des suivis environnementaux sont mis en place tant en phase Chantier qu'en phase Exploitation-Maintenance par des organismes indépendants sur la plupart des parcs ; ceux-ci portent tant sur le respect des clauses environnementales établies que sur la vérification de l'absence d'impacts majeurs de l'installation sur l'environnement (suivis avifaunes et botaniques, mesures acoustiques de réception).

En France, la mise en œuvre de ces différents engagements environnementaux par EDF Energies Nouvelles a engendré en 2009 une dépense de 4,3 millions d'euros.

10.3 Informations environnementales

10.3.1 [Système de Management Environnemental](#)

Le Système de Management Environnemental mis en place en 2005 pour le métier Eolien sur le périmètre France (hors DOM-TOM) est déployé afin de respecter les engagements de la politique environnementale. Ce système décline les engagements de la politique environnementale en mettant en place les processus de gestion des incidents et des impacts environnementaux.

La certification ISO 14001 des activités de développement, construction et production d'électricité d'origine éolienne en France a été confirmée en 2009 lors d'un audit du système de management par l'AFNOR¹ sur les projets en développement, en construction et en exploitation.

EDF Energies Nouvelles travaille actuellement sur un élargissement du périmètre de certification aux autres métiers et autres pays du Groupe sachant que l'ensemble des bonnes pratiques mises en place sont déjà généralisées à l'ensemble des projets.

10.3.2 Répartition des filières et consommation de ressources

Plus de 95 % de l'électricité produite par EDF Energies Nouvelles est d'origine renouvelable. La production restante (5 %) provient des centrales thermiques alimentées au gaz naturel ou au fioul. EDF Energies Nouvelles limite ainsi l'emploi de combustibles fossiles épuisables.

10.3.3 Gestion des impacts environnementaux

Rejets, émissions et déchets

La très grande majorité de la production électrique du Groupe est issue d'installations ne provoquant aucune émission de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄...), ni aucun rejet dans le milieu aquatique.

En effet, les énergies éolienne, hydroélectrique et solaire ne provoquent pas d'émission de polluants, ne produisent pas de déchets et ne contribuent pas à l'effet de serre. Cette tendance est amenée à se poursuivre en 2010 avec la poursuite du développement de la filière éolienne, dont la capacité en construction s'élève à 713,4 MW au 31/12/2009 (pour 2 650 MW installés), mais aussi de la filière photovoltaïque dont la capacité en construction s'élève à 138,8 MWc (pour 80,9 MWc installés).

Par ailleurs, les centrales thermiques du Groupe sont équipées d'installations de traitement des fumées afin de respecter les seuils de rejets (poussières, CO₂, SO₂,...) définis par une réglementation très précise.

Un important travail a été également mené sur le choix de combustible à plus faible émission de polluant : les émissions de SO₂ ont ainsi baissé de 75 % entre 2008 et 2009 grâce à l'utilisation de fioul à teneur trois fois plus faible en soufre.

La conception des nouveaux projets (biomasse) se fonde sur la recherche d'un rendement élevé combiné à la protection de l'environnement. Par exemple, EDF Energies Nouvelles essaie de choisir la chaudière la mieux adaptée au combustible utilisé et à la puissance nécessaire ou les équipements d'installations de traitement des fumées les plus efficaces de manière à réduire la consommation des combustibles.

Impacts visuels et sonores

Les impacts visuels et sonores sont pris en compte lors de la conception de chaque projet, en visant à optimiser l'intégration paysagère et à limiter les nuisances sonores pour les riverains. Cette prise en compte s'effectue à toutes les étapes d'avancement :

¹ Organisme français de normalisation et de certification vérifiant que les exigences édictées dans les normes sont respectées dans les systèmes de management des entreprises certifiées

- en **phase de projet**, le Groupe fait appel à des experts (bureaux d'études ou associations locales) pour réaliser de nombreuses études (photomontages, covisibilité, émergences sonores, identification des éventuelles espèces protégées ou sensibles...) afin de mieux évaluer et maîtriser les impacts visuels et sonores d'un parc éolien ;
- en phase de **réalisation des parcs éoliens**, le Groupe installe des éoliennes tripales et blanches pour une meilleure harmonie avec l'environnement et suit, lors de l'implantation, les principales lignes du paysage (routes, collines...). EDF Energies Nouvelles assure également, le plus souvent, le raccordement de ses parcs éoliens au réseau électrique par une liaison souterraine, en évitant ainsi l'installation de nouvelles lignes aériennes. Les postes de livraison au réseau EDF font l'objet d'un habillage (pierres locales...) afin de les intégrer dans le paysage local ;
- en phase **d'exploitation-maintenance**, le Groupe réalise des inspections régulières des installations (check-list de contrôle, réunion d'exploitation...) ; celles-ci portent notamment sur les différents aspects environnementaux (propreté, bruit de l'installation...). Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles mène en France des campagnes d'évaluation de la conformité de ses parcs éoliens à la réglementation en vigueur sur les bruits de voisinage. Cette campagne a concerné cinq sites en 2009 et trois autres mesures sont programmées en 2010.

Protection de la biodiversité

Le Groupe prend en compte l'impact de ses activités sur les milieux naturels partout où ses ouvrages, ou leur exploitation, peuvent leur porter atteinte.

En France, des études sont réalisées sur chacun des projets (depuis le stade développement jusqu'à l'exploitation de l'installation) afin de mieux connaître leurs impacts sur les espèces végétales et animales présentes et d'identifier les mesures d'accompagnement envisageables en vue d'éliminer ou réduire ces impacts. En 2009, un poste d'environnementaliste a été créé au sein de la Direction du Développement France afin d'appuyer les équipes dans la conception des projets et de réaliser un suivi et une analyse des différentes études environnementales réalisées (avifaune, chiroptères, flore...).

Lors des chantiers de construction, une attention particulière est portée au respect des espaces naturels, notamment le balisage des lieux où sont localisées des espèces protégées ou le respect des périodes de nidification des espèces présentes.

En France, EDF Energies Nouvelles a fait réaliser sur un certain nombre de parcs un suivi de l'impact sur l'avifaune par des ornithologues pendant la période d'exploitation. Par exemple, sur un parc éolien de 87 MW, EDF Energies Nouvelles participe à un plan de gestion de 250 ha de milieux naturels sur 15 ans afin de préserver les espèces biologiques de la région.

Par ailleurs, une réflexion est en cours afin de définir un ensemble de bonnes pratiques en faveur de la conservation de la biodiversité présente sur nos centrales (gestion du couvert végétal, jachères écologiques...).

Les filiales d'EDF Energies Nouvelles en Europe et aux Etats-Unis poursuivent les mêmes objectifs.

Le Conseil d'administration
Paris, le 9 février 2010

11. Annexes

Annexe 1 – Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2005	2006	2007	2008	2009
Capital en fin d'exercice (en euros)					
Capital social	68 972 608	99 287 574	99 287 574	124 109 466	124 104 466
Nombre des actions ordinaires existantes	4 310 788	62 054 734	62 054 734	77 568 416	77 568 416
Nombre d'actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes	0	0	0	0	0
Nombre maximal d'actions futures à créer					
- Par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
- Par exercice de droits de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultats de l'exercice (en euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	14 924 388	14 160 095	14 086 520	20 799 432	31 909 910
Résultat avant impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(1 732 596)	9 105 169	80 974 314	65 586 726	48 432 963
Impôt sur les bénéfices	(271 643)	310 553	(74 250)	(621 250)	(2 203 573)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	6 982 168	(322 237)	57 651 549	34 337 860	30 825 805
Résultat distribué	-	6 826 020	16 134 231	20 943 472	29 475 998
Résultat par action (en euros)					
Résultat après impôt, participation des salariés, mais avant dotations aux amortissements et prov.	(0,46)	0,15	1,3	0,85	0,65
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1,62	0,01	0,93	0,44	0,397
Dividende attribué à chaque action		0,11	0,26	0,27	0,38*
Personnel					
Effectif moyen	61	66	72	76	82
Montant de la masse salariale	5 643 330	5 001 966	4 725 543	6 329 226	6 566 193
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (sécurité sociale, France sociales)	1 988 210	2 683 484	2 280 303	3 229 879	5 656 888

* Montant du dividende qui sera proposé à l'Assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010

Annexe 2 – Tableau des délégations de pouvoir dans le domaine des augmentations de capital

Les Assemblées générales des actionnaires des 30 mai 2007 et 27 mai 2009 ont consenti au Conseil d'administration les délégations de compétence et autorisations suivantes :

Délégation de Compétence/Autorisations	Durée de validité	Plafond autorisé en valeur nominale
Augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	62 500 000 euros ⁽¹⁾ (800 000 000 euros pour les titres de créances)
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance par voie d'offre au public et/ou d'offre visée au paragraphe II de l'article L.411-2 du CMF	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	40 000 000 euros ⁽¹⁾ (800 000 000 euros pour les titres de créances)
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription réservée à EDF SA et EDEV SA, par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	20 000 000 euros ⁽²⁾
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription réservée à Monsieur Pâris Mouratoglou ou SIIF par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	10 000 000 euros ⁽²⁾
Autorisation au conseil en cas d'émission avec suppression du droit préférentiel de souscription de fixer le prix d'émission dans les conditions fixées par l'assemblée générale	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	Dans la limite de 10 % du capital social par période de 12 mois.
Augmentation du montant des émissions avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription en cas de demandes excédentaires	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	Dans la limite de 15 % de l'émission initiale
Augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfices ou primes d'émission, de fusion ou d'apport, ou toute autre somme dont la capitalisation serait admise	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	12 500 000 euros ⁽¹⁾
Augmentation de capital réservée aux adhérents d'un plan d'épargne d'entreprise dans le cadre des dispositions du Code du commerce et des articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	3 750 000 euros ⁽¹⁾

Délégation de Compétence/Autorisations	Durée de validité	Plafond autorisé en valeur nominale
Réduction de capital par annulation des actions détenues en propre	18 mois (à compter du 27 mai 2009)	10 % du capital de la Société à la date d'annulation
Autorisation d'utiliser les délégations d'augmentation et de réduction du capital social en période d'offre publique visant les titres de la Société	n.a.	n.a.
Augmentation de capital réservée aux salariés dans le cadre d'attribution gratuite d'actions	38 mois (à compter du 30 mai 2007)	1 % du capital social au moment de l'attribution 50 500 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n°2) 12 329 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n°3) 64 300 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n°4) 16 822 actions gratuites attribuées le 30/10/08 (plan n°5)

(1) Ce montant nominal maximal s'impute sur le plafond global des 100 000 000 euros

(2) Ce montant nominal maximal s'impute sur le plafond de 40 000 000 euros prévu pour les augmentations de capital avec suppression du DPS ainsi que sur le plafond global des 100 000 000 euros

L'Assemblée générale des actionnaires du 27 mai 2009 a fixé le plafond des augmentations de capital susvisées à 100 000 000 euros. Aucune augmentation de capital n'est intervenue depuis.

**Annexe 3 - Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles
par les administrateurs et les membres des organes de Direction de la Société**

Paris Mouratoglou – Président du Conseil d’administration EDF Energies Nouvelles

SOCIETES GROUPE France	Mandats ou fonctions	
S.A.R.L. ELECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	Gérant	
S.A.R.L. E R E	Gérant	
S.A. SIIF GHANA	Administrateur	
S.A. SIIF ENERGIES OUTRE MER	Président du Conseil d'Administration	
S.A. T E N E S A	Président Directeur général du Conseil d'Administration	
S.A.R.L. TREE	Gérant	
SA EDF Energies Nouvelles Réparties	administrateur	
SOCIETES GROUPE ETRANGER	Mandats ou fonctions	Pays
S.A. Recursos Energeticos	Secrétaire du Conseil	Espagne
Havsbaserad Vindkraft I Sverige AB (HVS)	Président	Suède
First Windfarm Holdings Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Cammaes Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Llangwryfon Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Cold Northcott Windfarms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Great Orton Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Cumbria Wind Farms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
EDF EN UK (ex Westbury Windfarms) Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Tregulland Windfarms Ltd (Dormant)	Membre du Conseil de Gérance	UK
Batliboi enXco Pvt. Ltd	Administrateur	Inde
enXco inc	Administrateur (Président)	USA
enXco A/S	Président	Danemark

David Corchia – Directeur Général EDF Energies Nouvelles

SOCIETES GROUPE France	Mandats et fonctions	
S.A. EDF EN France	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Administrateur	
S.N.C. ELECTRIQUE DE BELLIGNAT	R.P. SIIFELEC S.A.S., Gérant	
S.N.C. ELECTRIQUE DE MULHOUSE	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. ENERGIES ANTILLES	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. ENERGIES SAINT-MARTIN	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE PETIT CANAL N° 2	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE PETIT CANAL N° 3	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE PETIT FRANCOIS	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. EOLIENNE SAINTE ROSE	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. HYDROELECTRIQUE DE COUZON	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. HYDROELECTRIQUE DU CANAL ST-LOUIS	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.N.C. HYDROELECTRIQUE DU CARBET AMONT	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	

SOCIETES GROUPE France	Mandats et fonctions	
S.A.S. SIIFELEC	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Président	
S.A. VIA NOVA	R.P. SIIFELEC S.A.S., Administrateur	
S.A. ENERGIES ASCO	R.P. SIIFELEC S.A.S., Administrateur	
S.A. SIIF GHANA	R.P. EDF Energies Nouvelles, Administrateur	
S.A.S. TAC MARTINIQUE	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Président	
S.A. TENESA	R.P. EDF Energies Nouvelles, Administrateur	
S.C.I. MAYOTTE 6	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.C.I. MAYOTTE 7	R.P. EDF Energies Nouvelles S.A., Gérant	
S.A.S. EDF EN Développement	R.P. EDF Energies Nouvelles, Président	
S.A.S. SIIF Energies Bulgarie	R.P. EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président	
SA EDF Energies Nouvelles Reparties	Administrateur	
SOCIETES GROUPE ETRANGER	Mandats ou fonctions	Pays
enXco Inc	Administrateur	USA
enXco Service Corporation (Canada)	Administrateur	Canada

Yvon André – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

SOCIETES GROUPE FRANCE	Mandats ou fonctions	
Sa EDF EN Outre Mer	Administrateur	
Sa EDF EN France	Président Directeur Général	
Sasu Du Parc Eolien du Chemin d'Ablis	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Parc Eolien des Barthes	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Surya Solaire	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Fosse Crière	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sas Parc Eolien de Bassure de Baas	Président	
Sasu Parc Eolien de la Banche	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sasu Parc Eolien de Pont d'Yeu	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Snc Parc Eolien d'Antifer	R.P. EDF Energies Nouvelles, Administrateur	
Sas Parc Eolien de Villesèque	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sas Parc Eolien de Fiennes	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Sas Parc Eolien de Luc sur Orbieu	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Snc Parc Eolien de la Conque	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Sas Parc Eolien de Castanet le Haut	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Snc Parc Eolien Des Polders Du Dain	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Snc Parc Eolien d'Oupia	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Snc Parc Eolien du Pays de la Côte de Jade	R.P. EDF EN France S.A., Gérante	
Sa Energies Asco	Administrateur & Directeur Général Délégué	
Sa SIIF Ghana	Administrateur	
Sa T E N E S A	R.P. EDF EN France S.A., Administrateur	
Sa Via Nova	Administrateur & Directeur Général Délégué	
Sas Lou Paou	R.P. EDF EN France S.A., Présidente	
Sa EDF EN Services	Administrateur	
Sas Ardèche Energies Nouvelles	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solaire Participations	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu EDF EN Développement	R.P. EDF Energies Nouvelles, Présidente	
Sasu SIIF Energies Bulgarie	R.P. EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Présidente	
Sasu Aquisun	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Linguizetta	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque de Narbonne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sacu Centrale Solaire de Peretto	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de la Désirade	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire d'Acqua Di l'Asino	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Vix Sottano	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parcs Eoliens de Neuvy et Villars	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Noréole	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Biomasse Energie Artenay	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Agrisol 1A Services	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Agrisol 1B Services	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Agrisol 1C Services	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale PV de Blavozy	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien d'Allanche	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien d'Auchy	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Blandy	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Cabreirens	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Cambouisset	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Fontfroide	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Grendelbruch	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Marcelcave	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Patrimonio	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Planchevilliers	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Puech Nègre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Rochessauve Alissas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Salles Curan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Vesly	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien de Veulettes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sas Parc Eolien du Calsigas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Canton du Quesnoy	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien Mas de Naï	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Nord Perpignanais	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Themis	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques du Sisteronnais	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques de Marsillargues	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrales Photovoltaïques du Gabardan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Fito	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque SFP EDF de Sainte-Tulle	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Blauvac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Curtina	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Pantanaja	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Distriport Fos	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Niellone	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Bouloc	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Maximin	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Boissières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sarl Solen	Gérant	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Aramon	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Avon les Roches	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Beguey	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque de Berroule	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Calissanne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Conches sur Ouche	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Conques sur Orbiel	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Courlans	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Cournonsec	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Decize	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Estounac Bielh	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Fresnay l'Evêque	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Garons	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Goulien	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Gros-Jacques	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Llagonne	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de la Lucate	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Labouheyre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lagofun	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lesperon	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Lieusaint	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Matheysin	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Melve	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Meze	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Montendre-Chardes	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Montierchaume	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Mourede	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Nabias 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Nabias 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Nabias 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Parentis en Born	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Romilly sur Seine	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Chamas	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Come et Maruejols	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Marcel sur Aude	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Martin de Crau	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Pargoire	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Pierre Dels Forcats	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Julien	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Saint-Symphorien	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sées	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Seysses	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sillars	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sore	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Sorgues	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Valderoure	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Vergeze	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Villeveyrac	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque de Ychoux	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Carretheyres	R.P. EDF EN France, Présidente	

Sasu Centrale Photovoltaïque des Gras de Perret	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Salins 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque des Serres	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque d'Eyguières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Braou	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Cambrésis	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Cet de Béziers	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Communal de l'Est	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 1	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 4	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 5	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 6	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 7	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Gabardan 8	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Soler	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque du Tube	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque La Cabane de Fabre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque Lagune de Toret	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Photovoltaïque Le Bouluc de Fabre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Centrale Solaire de Montendre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc d'Energies Renouvelables Catalan	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Chalautre La Grande	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de Conilhac Corbières	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Plaine de l'Orbieu	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Bois de Belfays	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Bois de Belfays 2	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Bois de Belfays 3	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Puylobouier	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Petite Moure	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien de la Pierre	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien des 3 Frères	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Parc Eolien du Nipleau	R.P. EDF EN France, Présidente	
Sasu Solar System Marseille	R.P. EDF EN France, Présidente	
SOCIETES GROUPE ETRANGER	Mandats et fonctions	Pays
SARL Electrica del Valle de Mexico	Administrateur	Mexique
Inversiones Eolicas	Administrateur	Mexique
Energia del Istmo	Administrateur	Mexique
RETD SA	Administrateur	Grèce
Eoliki Eliokastrou	Administrateur	Grèce
FRI-EL S.AGATA Srl	Administrateur	Italie
FRI-EL PUGLIA Srl	Administrateur	Italie
MURGEOLICA Srl	Administrateur	Italie
FRI-EL MURGE Srl	Administrateur	Italie
FRI-EL Nurri	Administrateur	Italie
FRI-EL Campidano	Administrateur	Italie
FRI-EL Ichnusa	Administrateur	Italie
FRI-EL Campania	Administrateur	Italie

FRI-EL Andretta	Administrateur	Italie
FRI-EL Sardegna	Administrateur	Italie
EDF EN Italia	Administrateur	Italie
S.A. SIIF Energies Ibérica	Président du Conseil	Espagne
S.A. Bioenergia Santamaria	Administrateur	Espagne
S.A. Bioenergia del Poniente	Administrateur	Espagne
EDF EN UK (ex Westbury Windfarms) Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Fenland Windfarms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
First Windfarm Holdings Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Cammaes Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Cold Northcott Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Great Orton Windfarm II Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Llangwryfon Windfarm Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Cumbria Wind Farms Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Red Tile Wind Ltd (Dormant)	Membre du Conseil de Gérance	UK
Walkway Wind Ltd	Membre du Conseil de Gérance	UK
Verdesis	Administrateur	Belgique
Eolica da Arada	Administrateur	Portugal
Eolica da Cabreira	Administrateur	Portugal
Eolico do Centro	Administrateur	Portugal
Eolica de Montemuro	Administrateur	Portugal

Christophe Geffray – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

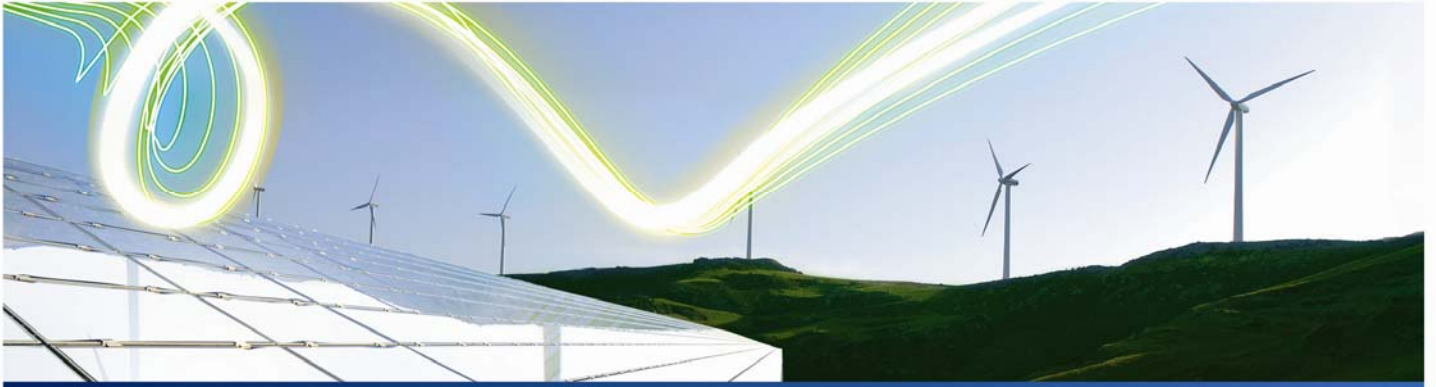
SOCIETES GROUPE FRANCE	Mandats ou fonctions
S.A. EDF EN Services	Président Directeur Général
S.A.S. EDF EN Développement	R.P. EDF Energies Nouvelles, Président
S.A.S. SIIF Energies Bulgarie	R.P. EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président
S.N.C Colsun	Co-gérant

Michel Trousseau – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

SOCIETES GROUPE ETRANGER	Mandats ou fonctions
EDF Energy Renewable	Administrateur - UK

Olivier Paquier – Directeur Général Délégué EDF Energies Nouvelles

SOCIETES GROUPE FRANCE	Mandats ou fonctions
S.A. EDF ENR	Président Directeur Général
S.A.S. EDF ENR 1	Président
S.A.S. EDF ENR 2	Président
S.A.S. EDF ENR 3	Président Directeur Général
S.A.S. EDF ENR 4	Président Directeur Général
SAS Photon Power Technologies	Président
S.A. SUPRA	Président du Conseil et administrateur
S.A. RIBO	Président du Conseil et administrateur



Etats financiers consolidés au 31 décembre 2009

Etablis conformément aux normes internationales

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002, sur l'application des normes comptables internationales, les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 ont été établis conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union Européenne à cette date. Les textes sont consultables sur le site suivant : http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm.

Conformément à l'article 28-1 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice 2008 et l'exercice 2007 sont incorporés par référence.

Compte de résultat consolidé

<i>(en milliers d'euros)</i>	NOTE	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Chiffre d'affaires		1 173 077	1 015 368
Achats consommés et autres achats		(415 569)	(585 430)
Charges de personnel	6	(128 072)	(81 557)
Charges externes		(322 072)	(157 883)
Impôts et taxes		(20 188)	(12 486)
Autres charges opérationnelles	5	(42 215)	(57 430)
Autres produits opérationnels	5	104 104	110 168
Dotations nettes aux amortissements et provisions		(118 240)	(65 290)
Pertes de valeur		(697)	-
Résultat opérationnel		230 128	165 460
Coût de l'endettement financier net	7	(80 877)	(41 583)
Autres charges et produits financiers	7	(23 141)	(5 966)
Résultat financier		(104 018)	(47 549)
RESULTAT AVANT IMPOT DES SOCIETES INTEGREES		126 110	117 911
Impôts sur les résultats	8	(21 390)	(38 020)
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence		(194)	(1 956)
RESULTAT NET CONSOLIDE		104 526	77 935
Dont part du groupe		97 946	70 641
Dont part des minoritaires		6 580	7 294
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en €			
- de base	9	1,27	1,07
- dilué	9	1,27	1,07

Résultat Global Consolidé

Ce nouvel état est présenté en suivant les dispositions de la norme IAS 1 révisée qui oblige désormais à isoler dans un tableau séparé les charges et les produits comptabilisés directement en capitaux propres et nommés « Autres éléments du Résultat Global ». Le tableau de « Variation des capitaux propres » présentait auparavant chaque ligne composant ces éléments et ne présente désormais plus qu'un total « Autres éléments du Résultat Global ».

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat net consolidé	104 526	77 935
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	1 713	1 147
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(15 525)	(21 318)
Différences de conversion	(5 403)	(6 300)
Autres	503	(37)
Autres éléments du résultat global (passés en capitaux propres et nets d'impôts) (1)	(18 712)	(26 508)
Résultat global consolidé (2)	85 814	51 427
dont résultat global part des minoritaires	7 460	8 096
dont résultat global part du groupe	78 353	43 331

(1) Les effets d'impôts liés à ces « autres éléments de résultat global » sont présentés dans la Note 8 « Charge d'impôts ».

(2) Le total requis par IAS 1 révisée : « Résultat global consolidé » regroupe les charges et les produits comptabilisés directement en résultat de la période et ceux comptabilisés directement en capitaux propres.

Bilan consolidé

ACTIF (en milliers d'euros)	NOTE	31/12/2009	31/12/2008 retraité	01/01/2008 retraité
Goodwill	10	116 272	105 839	78 326
Autres immobilisations incorporelles	11	19 191	11 742	3 590
Immobilisations corporelles	12	3 593 666	2 350 066	1 395 825
Titres mis en équivalence	13	34 867	29 630	32 054
Actifs financiers non courants	14	104 849	91 042	38 022
Autres débiteurs	17	200 315	188 857	47 233
Impôts différés	24	49 884	40 302	16 745
Actifs non courants		4 119 044	2 817 478	1 611 795
Stocks et en cours	17	584 210	279 292	128 331
Créances clients	17	374 014	301 687	110 769
Actifs financiers courants	14	267 187	210 901	110 860
Autres débiteurs	17	314 377	319 581	189 061
Trésorerie et équivalents trésorerie	18	466 285	584 185	324 794
Actifs courants		2 006 073	1 695 646	863 815
Total de l'actif		6 125 117	4 513 124	2 475 610

PASSIF (en milliers d'euros)	NOTE	31/12/2009	31/12/2008 retraité	01/01/2008 retraité
Capital	20	124 109	124 109	99 288
Réserves et résultats consolidés		1 185 712	1 126 892	632 594
Capitaux propres - Part du groupe		1 309 821	1 251 001	731 882
Intérêts minoritaires		262 647	223 057	11 983
Capitaux propres		1 572 468	1 474 058	743 865
Provisions pour avantages du personnel	26	2 207	1 475	140
Autres provisions	25	17 758	13 357	6 721
Provisions non courantes		19 965	14 832	6 861
Passifs financiers non courants	21	2 160 292	1 003 667	630 756
Autres créditeurs	17	401 825	224 287	212 310
Impôts différés	24	111 310	94 581	53 625
Passifs non courants		2 673 427	1 322 535	896 691
Provisions	25	6 256	894	1 955
Fournisseurs et comptes rattachés	17	230 242	218 019	55 037
Passifs financiers courants	21	1 316 109	1 104 939	500 168
Dettes d'impôt courant	17	13 509	16 706	18 948
Autres créditeurs	17	293 141	361 141	252 085
Passifs courants		1 859 257	1 701 699	828 193
Total du passif		6 125 117	4 513 124	2 475 610

Tableau consolidé des flux de trésorerie

(en milliers d'euros)	NOTE	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat net consolidé des sociétés intégrées		104.526	77.935
- Elimination de la quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		194	1.956
- Elimination des amortissements et provisions	27.1	140.987	65.663
- Elimination des gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur		(22.795)	(47)
- Elimination des résultats de cessions et des pertes ou profits de dilution	27.2	(2.361)	(17.871)
- Elimination des produits de dividendes		(113)	(23)
- charges et produits calculés liés aux paiements en actions		(4)	581
- Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	27.3	(16.629)	5.274
- Elimination de la charge d'impôt	8	17.582	1.626
- Elimination de la variation des impôts différés		4.395	36.622
- Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement lié à l'activité	17	(192.840)	(205.029)
- Coût de l'endettement financier	7	80.877	41.583
Flux de trésorerie générés par l'activité avant impôt et intérêts		113.819	8.270
- Impôts payés		(6.490)	(21.376)
Flux nets de trésorerie générés par l'activité		107.329	(13.106)
Acquisitions d'immobilisations	27.4	(1.277.788)	(967.618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	27.4	27.736	60.179
Acquisitions d'actifs financiers		(12.363)	(44.567)
Produits de cession d'actifs financiers	27.4	3.459	5.728
Variations des prêts et avances consentis		(1.772)	(368)
Dividendes reçus		468	399
Incidence des variations de périmètre	27.5	(29.573)	(62.724)
Autres flux liés aux opérations d'investissement		(1.291)	931
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement		(1.291.124)	(1.008.040)
Dividendes versés par la société mère		(20.908)	(16.106)
Dividendes versés aux minoritaires		(2.487)	(2.919)
Augmentation (réduction) de capital		2.059	540.401
Cession (acquisition) nette d'actions propres		1.378	(3.523)
Emissions d'emprunts	21.3	1.378.373	2.422.403
Remboursements d'emprunts	21.3	(694.125)	(1.668.596)
Intérêts financiers nets versés		(76.516)	(39.215)
Autres flux liés aux opérations de financement		578.658	(49.878)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement		1.166.432	1.182.567
Incidence des variations de change		2.967	(5.752)
Variation de trésorerie par les flux		(14.396)	155.669
Trésorerie d'ouverture	18	445.756	290.087
Trésorerie de clôture	18	431.360	445.756
Variation de trésorerie par les soldes		(14.396)	155.669

Tableau de variation des capitaux propres consolidés

(en milliers d'euros)	Capital social	Autres réserves et résultat	Réserve de couverture et gains et pertes sur AFS	Réserves de conversion	TOTAL Part Groupe	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
Au 1er janvier 2008 (publié)	99 288	647 305	10 948	(12 216)	745 325	11 983	757 308
Incidence des changements de mode d'intégration	-	(12 816)	(1 772)	1 145	(13 443)	-	(13 443)
Au 1er janvier 2008 (retraité)	99 288	634 489	9 176	(11 071)	731 882	11 983	743 865
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres (1) (3)	-	(21)	(21 278)	(6 011)	(27 310)	802	(26 508)
Résultat de la période		70 641			70 641	7 294	77 935
Résultat global consolidé (2)	-	70 620	(21 278)	(6 011)	43 331	8 096	51 427
Dividendes		(16 105)	-	-	(16 105)	(2 919)	(19 024)
Elimination des titres d'autocontrôle		(1 452)	-	-	(1 452)	(86)	(1 538)
Plan d'actions gratuites		(808)	-	-	(808)	-	(808)
Variation de périmètre		(123)	123	-	-	(3 013)	(3 013)
Augmentation de capital	24 821	469 332			494 153	208 996	703 149
Total des transactions avec les actionnaires	24 821	450 844	123	-	475 788	202 978	678 766
Au 31 décembre 2008	124 109	1 155 953	(11 979)	(17 082)	1 251 001	223 057	1 474 058

(en milliers d'euros)	Capital social	Autres réserves et résultat	Réserve de couverture et gains et pertes sur AFS	Réserves de conversion	TOTAL Part Groupe	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
Au 1er janvier 2009	124 109	1 155 953	(11 979)	(17 082)	1 251 001	223 057	1 474 058
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres (1) (3)	-	503	(14 378)	(5 717)	(19 592)	880	(18 712)
Résultat de la période		97 945			97 945	6 580	104 525
Résultat global consolidé (2)	-	98 448	(14 378)	(5 717)	78 353	7 460	85 813
Dividendes		(20 907)			(20 907)	(2 487)	(23 394)
Elimination des titres d'autocontrôle		635			635		635
Plan d'actions gratuites		739			739	-	739
Variation de périmètre		(105)	105	-	-	34 617	34 617
Augmentation de capital	-	-			-	-	-
Total des transactions avec les actionnaires	-	(19 638)	105	-	(19 533)	32 130	12 597
Au 31 décembre 2009	124 109	1 234 763	(26 252)	(22 799)	1 309 821	262 647	1 572 468

- (1) Conformément aux dispositions de la norme IAS 1 révisée, les charges et produits comptabilisés directement en capitaux propres sont détaillés dans le tableau « Autres éléments du Résultat Global » présenté ci-avant.
- (2) Dans les publications antérieures, le total « Résultat global consolidé » s'appelait « Total des produits et charges comptabilisés au titre de la période ».
- (3) Dans les publications antérieures, le total « Autres éléments du Résultat Global passés en capitaux propres » s'appelait « Résultat comptabilisé directement en capitaux propres ».

Notes annexes aux états financiers consolidés

1.	Informations générales.....	71
2.	Evolution du périmètre	71
3.	Principes comptables et méthodes d'évaluation	72
4.	Information sectorielle	92
5.	Autres produits et charges opérationnels.....	97
6.	Personnel.....	97
7.	Résultat financier	98
8.	Charge d'impôts.....	99
9.	Résultats par action	99
10.	Goodwill	100
11.	Immobilisations incorporelles	101
12.	Immobilisations corporelles	101
13.	Participations dans les entreprises associées.....	103
14.	Actifs financiers	104
15.	Actifs financiers disponibles à la vente.....	106
16.	Instruments financiers dérivés.....	106
17.	Besoin en Fonds de Roulement.....	109
18.	Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	111
19.	Actifs et passifs détenus en vue de la vente	111
20.	Capitaux propres.....	112
21.	Passifs financiers	112
22.	Gestion des risques financiers	116
23.	Information sur la juste valeur des instruments financiers.....	122
24.	Impôts différés.....	123
25.	Provisions.....	126
26.	Provisions pour avantages au personnel	127
27.	Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie.....	127
28.	Actifs et passifs éventuels	129
29.	Engagements hors bilan	130
30.	Regroupements d'entreprises	131
31.	Transactions avec les parties liées	133
32.	Evénements postérieurs à la date de clôture	133
33.	Périmètre.....	134
34.	Glossaire	138

1. Informations générales

EDF Energies Nouvelles S.A. est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 90, Esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris La Défense cedex.

Les actions de la société EDF Energies Nouvelles, société mère du Groupe, sont négociables sur le marché Eurolist d'Euronext, depuis le 29 novembre 2006.

EDF Energies Nouvelles S.A. (« la Société ») et ses filiales (« le Groupe ») interviennent dans le secteur des énergies nouvelles ou renouvelables, et notamment dans le domaine de l'énergie éolienne, principalement en Europe et aux Etats-Unis.

Ces états financiers consolidés ont été arrêtés le 9 février 2010 par le Conseil d'Administration.

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros, sauf indication contraire.

2. Evolution du périmètre

La note 33 donne le détail du périmètre et des mouvements de la période.

Les mouvements les plus importants sont les suivants :

Entrées

- En Italie, avec l'acquisition de 4 sociétés : 50 % de Greentech Monte Grighine intégrée globalement, portant des actifs éoliens en construction et en exploitation, 100 % de Bonorva Windenergy développant des projets éoliens, 50 % d'Energia Alternativa et 50% d'Energie, toutes deux co-détenues avec Terni Energia et développant des projets solaires ;
- En Italie également avec la première consolidation de 4 sociétés portant des parcs solaires : Solareolica Seconda, Fotosolare Settima (codétenue avec Terni Energia), Sunflower et Priolo ;
- Au Canada, avec la création de 10 sociétés consolidées en intégration globale : la société holding, EDFEN Canada Corp. ainsi que 2 sociétés qui exploitent des projets solaires (Arnprior A BP Inc. et Arnprior B BP Inc.), 5 sociétés qui développent des projets éoliens (Saint Robert Bellarmin, Massif du Sud, Lac Alfred, Clermont, Rivière du Moulin) ; Saint Laurent Energies (détenue à 60%) qui est en charge du développement et de l'exploitation des parcs éoliens ci-dessus ; et enfin enXco Services (Canada) Corp. qui assurera la maintenance des parcs éoliens et solaires ;
- En France, avec la consolidation des sociétés Neuvy et Villars (Canton de Bonneval) et Les Barthes portant des parcs éoliens en exploitation, l'acquisition de quatre sociétés portant le projet éolien du Bassin de Thau, la création des sociétés détentrices des parcs solaires de Manosque, Sainte Tulle, Gabardan 1 et 4, La Roseraie et l'entrée de la société de construction d'installations photovoltaïques Colsun, en intégration proportionnelle, détenue conjointement avec la société Beck Energy GmbH ;
- En Espagne, où Fotosolar a acquis la société AAVYC Gestion 2000, portant le parc solaire de Casatejada.

Autres évolutions du périmètre

- En France, avec la prise de contrôle des sociétés Photon Technologies et PPI (les pourcentages d'intérêts passent de 10 % à 50 %). La société SilPro (mise en équivalence) est sortie du périmètre du fait de sa procédure de liquidation judiciaire et a été figée à sa valeur d'équivalence. D'autre part, les sociétés portant les centrales thermiques de Chabossière et de Séclin ont été cédées ;

- En Belgique, avec la cession partielle de C-Power (2,5 %), société mise en équivalence ;
- En Turquie, où l'acquisition complémentaire de 50% de la société SOMA, a entraîné sa consolidation en intégration proportionnelle à 50% contre 25% auparavant.

3. Principes comptables et méthodes d'évaluation

3.1 Principes généraux

Les méthodes comptables ont été appliquées par le Groupe d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés à l'exception du changement de méthode exposé au paragraphe 3.4. Les normes, interprétations et amendements qui sont entrés en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 01/01/2009 n'ont pas eu d'impact sur les comptes du Groupe, à l'exception des :

- Amendements à IFRS 7 intitulés « Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers » ;
- Amendement à IAS 1 « Présentation des états financiers » et
- Norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » qui remplace IAS 14 « Information sectorielle ».

3.2 Normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et applicables à compter du 1er janvier 2009

3.2.1 [Amendements à IFRS 7 « Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers »](#)

Dans le contexte de la crise financière internationale, les modifications apportées à IFRS 7 visent à améliorer l'information fournie quant aux évaluations à la juste valeur et au risque de liquidité associé aux instruments financiers.

Cela s'est traduit par la présentation d'informations complémentaires dans la note 23 concernant la classification des instruments financiers à la juste valeur selon leur niveau de hiérarchie.

3.2.2 [Amendements à IAS 1 « Présentation des états financiers »](#)

La norme IAS 1 révisée (2007) « Présentation des états financiers », entrée en vigueur le 1er janvier 2009, prévoit la présentation de tous les postes de produits et de charges comptabilisés au cours d'une période :

- Soit dans un état unique de résultat global ;
- Soit dans deux états : un état détaillant les composantes du résultat (compte de résultat séparé) et un deuxième état commençant par le résultat et détaillant les produits et charges comptabilisés en capitaux propres (état du résultat global).

Le groupe a opté pour la seconde présentation. En conséquence, toutes les transactions avec les actionnaires agissant en cette qualité sont présentées uniquement dans l'état des variations des capitaux propres tandis que les autres variations des capitaux propres sont également présentées dans l'état du résultat global. Cette présentation fut celle retenue pour les états financiers intermédiaires résumés de la période du 1er janvier au 30 juin 2009.

Les informations comparatives ont été retraitées pour être mises en conformité avec la norme révisée. Ce changement de méthode comptable qui n'affecte que la présentation n'a aucun impact sur les résultats par action.

3.2.3 [Norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » qui remplace IAS 14 « Information sectorielle »](#)

La norme IFRS 8 définit un secteur opérationnel comme une composante d'une entité :

- qui se livre à des activités à partir desquelles elle est susceptible d'acquérir des produits des activités ordinaires et d'encourir des charges,

- dont les résultats opérationnels sont régulièrement examinés par le principal décideur opérationnel de l'entité en vue de prendre des décisions en matière de ressources à affecter au secteur et à évaluer sa performance, et
- pour laquelle des informations financières isolées sont disponibles.

Au regard de ces critères, le Groupe confirme la segmentation géographique, en Zone Europe et Amériques, définie précédemment sous IAS 14.

Centré sur l'Europe et les Amériques, le Groupe a implanté ses parcs dans ces deux zones pour leur potentiel de croissance et leur visibilité en matière de régulation. La zone « Amériques » se distingue de la zone « Europe » de par un environnement réglementaire, des conditions de marché et des structures de financement propres.

Par ailleurs, le reporting interne mis à la disposition du « Principal Décideur Opérationnel » David CORCHIA, Directeur Général d'EDF Energies Nouvelles, correspond à l'organisation managériale du Groupe qui est basée sur cette sectorisation géographique.

3.2.4 Autres évolutions applicables à l'exercice clos le 31/12/2009, sans impact sur les comptes du Groupe

Norme, amendement ou interprétation

Amendements à IFRIC 9 et IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » intitulés « Dérivés incorporés »

Amendements à IAS 39 « Reclassement d'actifs financiers » : Date d'entrée en vigueur et mesures transitoires

IFRIC 16 « Couvertures d'un investissement net dans une activité à l'étranger »

IFRIC 12 « Accords de concession de services »

Amendements à IFRS 1 et IAS 27 intitulés « Coût d'une participation dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée »

Amendements à IAS 32 et à IAS 1 intitulés « Instruments financiers remboursables au gré du porteur et obligations à la suite d'une liquidation »

IFRIC 14 « IAS 19 - Le plafonnement de l'actif au titre des régimes à prestations définies, les exigences de financement minimal et leur interaction »

IFRIC 13 « Programmes de fidélisation de la clientèle »

Amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » concernant les conditions d'acquisition des droits et l'annulation d'un accord de paiement fondé sur des actions par l'entité ou l'autre partie

Amendements à IAS 23 « Coûts d'emprunt » qui supprime la possibilité de comptabiliser en charges les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'actifs qualifiés. Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe, celui-ci ayant déjà opté pour la capitalisation des coûts d'emprunt attribuables à la construction d'actifs qualifiés.

3.3 Normes et interprétations nouvelles adoptées par l'Union Européenne, non encore applicables au 31 décembre 2009

Le Groupe n'a pas choisi d'appliquer de manière anticipée les normes IAS 27 amendée « Etats financiers consolidés et individuels » et IFRS 3 révisée « Regroupements d'entreprises », qui s'appliqueront, pour le Groupe, à partir du 1er janvier 2010.

Le Groupe estime que les autres normes et interprétations non encore entrées en vigueur n'auront pas d'impacts matériels sur ses comptes consolidés.

3.4 Changement de méthode de consolidation et reclassements

Le Groupe a développé des projets éoliens aux Etats-Unis sous forme de joint-venture avec des partenaires. Les projets éoliens aux Etats-Unis ont trois sources de revenus : la vente de la production d'électricité dans le cadre du contrat d'achat (PPA) conclu généralement pour une durée de 20 ans avec une compagnie électrique, les Production Tax Credit (PTC) qui sont des crédits d'impôt d'une durée de 10 ans proportionnels à la production d'électricité, et la possibilité d'effectuer un amortissement accéléré. Ces deux derniers avantages fiscaux constituent une part significative des revenus globaux des projets (qui sur la base de l'historique des projets du groupe représentent entre 40 et 50 % des revenus totaux). Le groupe enXco, n'a pas la capacité fiscale suffisante pour absorber tous ces avantages fiscaux. Il les monétise donc auprès de partenaires dits « Tax equity investors ». Les projets sont ainsi financés d'une part par les tax equity investors, qui apportent « upfront » le montant actualisé de la somme des avantages fiscaux et de la vente d'électricité qui leur seront attribués durant l'exploitation du parc éolien, d'autre part par de la dette bancaire externe (financement de projet) et enfin par apport en fonds propres d'enXco.

Compte-tenu de l'appréciation qui était portée par le groupe sur le partage des risques et des décisions entre les partenaires, ces entités ont, jusqu'à présent, été consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle, sur la base de la répartition contractuelle des avantages – c'est-à-dire du produit de la vente d'électricité, des crédits d'impôts et des amortissements dérogatoires – entre le groupe EDF EN et les « tax equity investors ».

L'adoption aux Etats-Unis du « Safe Harbor Act » a conduit à réapprécier l'équilibre des risques entre les partenaires. En outre, la publication par l'IASB de l'exposé sondage ES 10 *Etats financiers consolidés* a fourni des indications pour analyser les droits de ces partenaires, qui s'avèrent, à la lueur de ces évolutions et éclairages, être en réalité davantage des droits conservatoires (protection des minoritaires) que participatifs.

En conséquence, afin de mieux refléter dans les comptes consolidés la réalité économique et la substance de ces accords, à savoir que ces entités sont contrôlées par le Groupe, ce dernier a décidé de consolider ces entités selon la méthode de l'intégration globale.

S'agissant d'un changement de méthode comptable décidé par le Groupe, conformément aux dispositions d'IAS 8.19.b *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*, son application a été faite de manière rétrospective au 1er janvier 2008 et l'effet de l'antériorité net d'impôts a été comptabilisé dans les capitaux propres à cette date.

L'impact de ce changement de méthode de consolidation sur les comptes consolidés au 1er janvier 2008, ainsi qu'au 31 décembre 2008 est détaillé ci-après.

Les tableaux ci-dessous incluent également les reclassements effectués dans les comptes, qui ont déjà fait l'objet d'une information dans les notes annexes concernées lors de l'arrêté semestriel au 30 juin 2009.

3.4.1 Bilan au 1er janvier 2008

ACTIF (en milliers d'euros)	01/01/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	01/01/2008 retraité
Goodwill	78 326	-		78 326
Autres immobilisations incorporelles	3 590	-		3 590
Immobilisations corporelles	1 303 324	92 501		1 395 825
Titres mis en équivalence	32 054	-		32 054
Actifs financiers non courants	38 022	-		38 022
Autres débiteurs	44 822	2 411		47 233
Impôts différés	15 522	1 223		16 745
Actifs non courants	1 515 660	96 135	-	1 611 795
Stocks et en cours	128 329	2		128 331
Créances clients	109 519	1 250		110 769
Actifs financiers courants	65 657	-	45 203	110 860
Autres débiteurs	194 818	(5 757)		189 061
Trésorerie et équivalents trésorerie	369 303	694	(45 203)	324 794
Actifs courants	867 626	(3 811)	-	863 815
Total de l'actif	2 383 286	92 324	-	2 475 610

PASSIF (en milliers d'euros)	01/01/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	01/01/2008 retraité
Capital	99 288	-		99 288
Réserves et résultats consolidés	646 037	(13 443)		632 594
Capitaux propres - Part du groupe	745 325	(13 443)	-	731 882
Intérêts minoritaires	11 983	-		11 983
Capitaux propres	757 308	(13 443)	-	743 865
Provisions pour avantages du personnel	140	-		140
Autres provisions	6 720	1		6 721
Provisions non courantes	6 860	1	-	6 861
Passifs financiers non courants	543 654	87 102		630 756
Autres créditeurs	200 627	11 683		212 310
Impôts différés	58 655	(5 030)		53 625
Passifs non courants	802 936	93 755	-	896 691
Provisions	1 955	-		1 955
Fournisseurs et comptes rattachés	54 774	263		55 037
Passifs financiers courants	499 044	1 124		500 168
Dettes d'impôt courant	18 949	(1)		18 948
Autres créditeurs	241 460	10 625		252 085
Passifs courants	816 182	12 011	-	828 193
Total du passif	2 383 286	92 324	-	2 475 610

3.4.2 Bilan au 31 décembre 2008

ACTIF (en milliers d'euros)	31/12/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	31/12/2008 retraité
Goodwill	105 839	-		105 839
Autres immobilisations incorporelles	11 701	41		11 742
Immobilisations corporelles	2 260 782	89 284		2 350 066
Titres mis en équivalence	29 630	-		29 630
Actifs financiers non courants	91 042	-		91 042
Autres débiteurs	192 107	(3 250)		188 857
Impôts différés	36 283	4 019		40 302
Actifs non courants	2 727 384	90 094	-	2 817 478
Stocks et en cours	279 167	125		279 292
Créances clients	300 863	824		301 687
Actifs financiers courants	161 589	-	49 312	210 901
Autres débiteurs	319 511	70		319 581
Trésorerie et équivalents trésorerie	632 137	1 360	(49 312)	584 185
Actifs courants	1 693 267	2 379	-	1 695 646
Total de l'actif	4 420 651	92 473	-	4 513 124

PASSIF (en milliers d'euros)	31/12/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	31/12/2008 retraité
Capital	124 109	-		124 109
Réserves et résultats consolidés	1 143 854	(16 962)		1 126 892
Capitaux propres - Part du groupe	1 267 963	(16 962)	-	1 251 001
Intérêts minoritaires	223 057	-		223 057
Capitaux propres	1 491 020	(16 962)	-	1 474 058
Provisions pour avantages du personnel	1 475	-		1 475
Autres provisions	13 357	-		13 357
Provisions non courantes	14 832	-	-	14 832
Passifs financiers non courants	907 393	96 274		1 003 667
Autres créditeurs	218 589	5 698		224 287
Impôts différés	98 967	(4 386)		94 581
Passifs non courants	1 224 949	97 586	-	1 322 535
Provisions	894	-		894
Fournisseurs et comptes rattachés	217 902	117		218 019
Passifs financiers courants	1 104 057	882		1 104 939
Dettes d'impôt courant	16 706	-		16 706
Autres créditeurs	350 291	10 850		361 141
Passifs courants	1 689 850	11 849	-	1 701 699
Total du passif	4 420 651	92 473	-	4 513 124

3.4.3 Compte de résultat 2008

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2008 publié	Changement de méthode de consolidation	Changement de présentation	31/12/2008 retraité
Chiffre d'affaires	1 006 634	8 734		1 015 368
Achats consommés et autres achats	(584 697)	(733)		(585 430)
Charges de personnel	(81 557)	-		(81 557)
Charges externes	(157 411)	(472)		(157 883)
Impôts et taxes	(12 101)	(385)		(12 486)
Autres charges opérationnelles	(57 428)	(2)		(57 430)
Autres produits opérationnels	106 424	3 744		110 168
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(61 313)	(3 977)		(65 290)
Résultat opérationnel	158 551	6 909	-	165 460
Coût de l'endettement financier net	(54 364)	(5 470)	18 250	(41 583)
Autres charges et produits financiers	11 739	545	(18 250)	(5 966)
Résultat financier	(42 625)	(4 925)	-	(47 549)
RESULTAT AVANT IMPOT DES SOCIETES INTEGREES	115 926	1 984	-	117 911
Impôts sur les résultats	(37 119)	(901)		(38 020)
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(1 956)	-		(1 956)
Résultat net d'impôt des activités arrêtées	-			-
RESULTAT NET CONSOLIDE	76 851	1 083	-	77 935
Dont part du groupe	69 557	1 083		70 641
Dont part des minoritaires	7 294	-		7 294
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en €				
- de base	1,05			1,07
- dilué	1,05			1,07

Les colonnes relatives aux données publiées du 1^{er} janvier 2008 et du 31 décembre 2008 correspondent aux informations publiées dans le document de référence de l'exercice 2008.

3.5 Estimations et hypothèses comptables déterminantes

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite de la part de la direction l'exercice du jugement, d'effectuer des estimations et de faire des hypothèses qui ont un impact sur l'application des méthodes comptables et sur les montants des actifs et des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations relatives aux actifs et de passifs éventuels.

Les estimations réalisées et les hypothèses sous-jacentes retenues sont estimées à partir de l'expérience passée et d'autres facteurs considérés comme raisonnables au vu des circonstances actuelles et des prévisions. Les estimations comptables qui en découlent sont, par définition, rarement équivalentes aux résultats effectifs ultérieurs.

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses est particulièrement importante sur les éléments suivants :

3.5.1 Méthode à l'avancement

La méthode à l'avancement est retenue pour constater le chiffre d'affaires et la marge sur les projets destinés à la vente. L'appréciation du degré d'avancement des projets à la clôture a, par conséquent, un impact potentiellement significatif et fait appel en partie au jugement.

3.5.2 Dépréciation estimée des goodwill et actifs à long terme

Le Groupe soumet les goodwill et les actifs à long terme à des tests de dépréciation, selon la méthode décrite dans la note 3.10. Les unités génératrices de trésorerie qui servent de base à ces calculs sont constituées des parcs éoliens et solaires détenus par le Groupe, du portefeuille de projets de génération d'énergie, de l'activité Exploitation et Maintenance et des sites industriels du Groupe. Ces calculs nécessitent de recourir à des estimations, notamment par une modélisation des résultats futurs.

3.5.3 Impôts Différés

Les impôts différés actifs et passifs représentent un montant significatif des états financiers du Groupe. Ils incluent notamment l'impact des amortissements accélérés pratiqués de façon spécifique sur les parcs éoliens, ainsi que les pertes fiscales liées à ces amortissements accélérés. La recouvrabilité des impôts différés est appréhendée à partir de la modélisation des résultats futurs.

3.6 Méthodes de consolidation

La liste des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est donnée en note 33.

3.6.1 Filiales

Une filiale est une entité contrôlée par la Société. Le contrôle est présumé exister lorsque la Société détient directement ou indirectement plus de la moitié des droits de vote. Le contrôle existe également lorsque la Société a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de l'entité, y compris sans détention d'une majorité de droits de vote. C'est notamment le cas pour les sociétés EDF Energies Nouvelles Réparties SA, Sainte Rose, La Roseraie et Pirinska Bistrita Energia SA.

3.6.2 Coentreprises

Les coentreprises sont les entités sur les activités desquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel. Elles sont comptabilisées selon la méthode de l'intégration proportionnelle.

3.6.3 Entreprises associées

Les entreprises associées sont les entités dans lesquelles la Société exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle. Cette influence notable s'accompagne généralement d'une participation comprise entre 20 % et 50 %. Ces entités sont consolidées selon la méthode de la mise en équivalence.

Si la quote-part du Groupe dans les pertes d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci, la valeur comptable des titres mis en équivalence est ramenée à zéro et le Groupe cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir, à moins que le Groupe ait une obligation légale ou implicite de participer aux pertes ou d'effectuer des paiements au nom de l'entreprise associée.

3.6.4 Transactions éliminées dans les états financiers consolidés

Tous les soldes bilanciaux, les transactions significatives réalisées entre les sociétés consolidées ainsi que les profits internes sont éliminés.

3.7 Conversion des opérations en devises

3.7.1 [Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation des états financiers](#)

Les éléments inclus dans les états financiers de chacune des entités du Groupe sont évalués en utilisant la monnaie du principal environnement économique dans lequel l'entité exerce ses activités (« la monnaie fonctionnelle »). Afin de présenter les états financiers consolidés, les résultats et la situation financière de chaque entité sont convertis en euros, devise fonctionnelle et de présentation du Groupe.

Les éléments du bilan (y compris le goodwill et les ajustements de juste valeur découlant de la consolidation) des entités opérant hors de la zone euro, sont convertis en euros, au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les éléments de leur compte de résultat sont convertis au taux moyen de change de l'exercice. Les écarts de conversion qui en résultent sont comptabilisés en réserve de conversion, en tant que composante distincte des capitaux propres.

3.7.2 [Transactions en monnaie étrangère](#)

Les transactions en monnaies étrangères sont enregistrées dans la monnaie fonctionnelle en appliquant le cours de change en vigueur à la date de transaction.

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères à la date de clôture sont convertis en euros en utilisant le cours de change à cette date. Les écarts de change résultant de cette conversion sont comptabilisés en résultat.

3.7.3 [Investissement net dans une activité à l'étranger](#)

Les écarts de change résultant de la conversion d'un investissement net dans une activité à l'étranger et des couvertures correspondantes sont comptabilisés en réserve de conversion. Ils sont comptabilisés en résultat lors de la sortie de l'activité à l'étranger.

3.8 Immobilisations

3.8.1 [Coût d'acquisition ou de construction](#)

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de revient, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Le coût de revient des immobilisations produites en interne comprend les coûts directs et indirects de développement, hors frais de prospection et frais commerciaux. Ces coûts sont immobilisés à partir du moment où le succès des projets correspondant est probable. Les critères d'activation majeurs sont les suivants :

- l'obtention d'une promesse de bail ;
- les conditions de vent jugées suffisantes ;
- un raccordement aux réseaux possible ;
- des études d'impacts sur l'environnement favorables ;
- l'obtention réaliste d'un contrat d'achat d'énergie dans les pays où il n'y a pas d'obligation d'achat ;
- une rentabilité suffisante.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les ouvrages en cours de construction ou de développement sont capitalisés jusqu'à la date de mise en service des ouvrages et sont amortis sur la durée d'utilité de ces installations.

3.8.2 [Amortissement des immobilisations corporelles](#)

Les terrains ne sont pas amortis. Les autres immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire afin de ramener le coût de chaque actif à sa valeur résiduelle compte tenu de sa durée d'utilité estimée comme suit :

Fermes éoliennes neuves	20 à 25 ans
Fermes éoliennes rachetées en cours de vie	Selon durée de vie résiduelle, de 8 à 25 ans
Installations photovoltaïques	20 à 25 ans
Centrales de cogénération gaz	12 à 20 ans selon le type d'installation
Centrales thermiques	15 ans
Centrales hydroélectriques	40 ans sauf conditions juridiques particulières
Installations techniques, matériels et outillages	3 à 6 ans

Les valeurs résiduelles et les durées d'utilité des actifs sont revues et, le cas échéant, ajustées à chaque clôture.

Lorsque des composants des immobilisations corporelles ont des durées d'utilité différentes, ils sont comptabilisés en tant qu'immobilisations corporelles distinctes.

3.8.3 [Dépréciation et sorties d'actifs](#)

La valeur comptable d'un actif est immédiatement dépréciée pour le ramener à sa valeur recouvrable lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa valeur recouvrable estimée.

Les pertes ou les profits sur cession d'actifs sont déterminés en comparant les produits de cession à la valeur comptable de l'actif cédé. Ils sont comptabilisés au compte de résultat.

3.8.4 [Contrats de location](#)

Les contrats de location ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété d'un actif sont classés en tant que contrats de location-financement. Un bien ayant les caractéristiques d'un actif corporel utilisé par le Groupe et acquis dans le cadre d'un contrat de location-financement est comptabilisé en immobilisations corporelles pour un montant égal à la juste valeur du bien loué ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location, diminuée du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

3.8.5 [Immobilisations incorporelles](#)

Les immobilisations incorporelles qui ont été acquises par le Groupe sont comptabilisées à leur coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

Celles-ci sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimée.

3.9 Regroupements d'entreprises et Goodwill

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition.

Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition, auxquels s'ajoutent les coûts directement attribuables à l'acquisition.

3.9.1 [Goodwill](#)

Les actifs acquis identifiés, les passifs et les passifs éventuels repris lors du regroupement d'entreprises sont évalués à la juste valeur à la date d'acquisition. La différence positive entre le coût d'acquisition et la quote-part de l'acquéreur dans la juste valeur des actifs et passifs et passifs éventuels identifiables acquis est enregistrée comme goodwill à l'actif du bilan. Si cette différence est négative, elle est enregistrée directement en résultat.

Lorsque l'accord de regroupement d'entreprises prévoit un ajustement du prix d'achat dépendant d'événements futurs, le montant de cet ajustement est inclus dans le coût du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition si cet ajustement est probable et peut être mesuré de manière fiable.

Lorsque la comptabilisation initiale d'un regroupement d'entreprises ne peut être déterminée que provisoirement, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises considéré.

Les goodwill sont affectés aux unités génératrices de trésorerie et ne sont pas amortis, mais font l'objet d'un test annuel de dépréciation. Les pertes de valeur des goodwill ne sont pas réversibles.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 3.10 « Pertes de valeur des actifs non financiers ».

Le résultat dégagé sur la cession d'une entité tient compte de la valeur comptable du goodwill de l'entité cédée.

3.9.2 [Acquisition d'entreprises par achats successifs](#)

Lorsque le regroupement s'effectue par achats successifs, chaque transaction importante est traitée séparément pour la détermination de la juste valeur des actifs et passifs identifiables acquis et du goodwill en résultant.

Lorsqu'un achat complémentaire permet l'obtention du contrôle d'une entreprise, la part d'intérêt détenue précédemment par l'acquéreur est réévaluée sur la base des justes valeurs des actifs et passifs identifiables déterminées lors de cet achat complémentaire. La contrepartie de la réévaluation est enregistrée en capitaux propres.

3.9.3 [Intérêts minoritaires](#)

Les intérêts minoritaires sont comptabilisés sur la base de la juste valeur des actifs nets acquis.

3.10 **Pertes de valeur des actifs non financiers**

Conformément à la norme IAS 36 *Dépréciation d'actifs*, les actifs ayant une durée d'utilité indéfinie et les goodwill font l'objet d'un test annuel de dépréciation et à chaque fois qu'il survient des indicateurs de risque que la valeur recouvrable puisse être inférieure à la valeur comptable.

Les actifs qui font l'objet d'un amortissement sont soumis à un test de dépréciation dès lors qu'il survient un indicateur de perte de valeur.

3.10.1 [Indicateurs de perte de valeur](#)

Les indicateurs de perte de valeur utilisés au sein du Groupe sont homogènes pour l'ensemble des activités :

- Une baisse de plus de 15% du chiffre d'affaires ou
- Une baisse de plus de 15% de l'EBITDA¹.

¹ L'EBITDA correspond au résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur.

3.10.2 UGT et regroupement d'UGT

Pour la réalisation des tests, les actifs sont regroupés en unités génératrices de trésorerie (UGT), qui représentent le niveau le moins élevé générant des flux de trésorerie indépendants, sur la base d'un découpage opérationnel. La majorité des actifs corporels du Groupe est constituée d'actifs de production énergétique et essentiellement des parcs éoliens. Les immobilisations en cours portent également sur ce type d'installations.

Ces actifs sont, à quelques exceptions près, tous intégrés dans une structure juridique dédiée (« la société de projet ») pour laquelle il est possible d'assurer un calcul de flux de trésorerie d'exploitation individualisé.

Le Groupe a ainsi retenu comme Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) chacune des entités juridiques détenant les actifs ou groupes d'actifs mentionnés ci-dessus. Dans certains cas, et quand il y avait la possibilité de conclure à l'unicité de projet, les actifs de plusieurs sociétés ont été exceptionnellement regroupés (c'est le cas par exemple de plusieurs parcs éoliens situés dans une même zone géographique d'un pays donné et partageant des actifs communs, tels que la ligne raccordant les installations au réseau électrique, ou qui sont gérés par une même équipe d'exploitation maintenance).

En raison de ce choix et de ces conséquences en termes de nombre de groupes d'actifs considérés, il n'y a pas d'UGT individuelle qui représente une part significative du total des actifs.

Les goodwill, quant à eux, peuvent être testés, selon les cas, au niveau d'une UGT ou d'un regroupement d'UGT, dont le niveau maximal est celui du pays.

3.10.3 Méthodologie de réalisation des tests de perte de valeur

La réalisation des tests de perte de valeur implique la détermination de la valeur recouvrable des actifs ou des UGT.

La valeur recouvrable est le montant le plus élevé de la juste valeur diminuée des coûts de cession et de la valeur d'utilité. La valeur d'utilité fondée sur la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés est généralement utilisée, mais dans le cas de certains actifs de production énergétique et dans certains pays, des valeurs de référence issues de marché peuvent exister et être utilisées.

Le taux d'actualisation retenu est déterminé pour chaque groupe d'actifs testé selon la méthode du coût moyen pondéré du capital (WACC). Il tient compte des risques liés aux activités concernés ainsi qu'à la localisation géographique des actifs ou de l'UGT.

Les flux de trésorerie futurs utilisés lors des tests de dépréciation reposent sur des prévisions qui sont remises à jour annuellement. Pour les activités de production énergétique, qui représentent la très grande majorité des actifs à tester, les revenus sont dérivés des contrats de vente à long terme qui couvrent en général la majeure partie de la durée de vie économique des installations ; les coûts comportent des données assez prédictibles : amortissements, coûts de maintenance et d'exploitation, ces derniers étant souvent aussi objets de contrats à long terme.

Les variables susceptibles d'influer significativement les calculs sont essentiellement les trois suivantes :

- variations durables du vent ;
- évolution des taux d'intérêts et des primes de risque de marché ;
- évolution de la réglementation tarifaire et/ou le régime des subventions directes ou indirectes (via la fiscalité). On notera que ce dernier point, important pour les projets futurs, est assez stabilisé pour les centrales en activité.

Sauf événement particulier, le test annuel est réalisé à l'occasion du processus annuel de prévision budgétaire et de plan moyen terme.

3.10.4 Comptabilisation d'une dépréciation

Une dépréciation est comptabilisée à concurrence de l'excédent de la valeur comptable sur la valeur recouvrable de l'actif. Les pertes de valeur identifiées sont imputées en priorité sur les goodwill. L'excédent non imputé est affecté aux actifs rattachés à l'unité génératrice de trésorerie correspondante.

Pour les actifs non financiers (autres que les goodwill) ayant subi une perte de valeur, la reprise éventuelle de la dépréciation est examinée à chaque date de clôture annuelle ou intermédiaire. La perte de valeur est reprise le cas échéant à hauteur du plus petit montant entre la nouvelle valeur et la valeur nette comptable qui aurait été celle de l'actif s'il n'avait pas été déprécié.

3.11 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participation non consolidés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

3.11.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Au niveau du groupe, entrent dans cette catégorie, les instruments dérivés non qualifiés de couverture (des instruments de couverture économiques venant corriger un effet de change comptabilisé en résultat ou plus rarement, des dérivés de transaction).

Ils sont comptabilisés à l'origine à leur coût d'acquisition hors frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat financier.

3.11.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation non consolidés. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

S'il existe une baisse significative ou durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres en résultat de l'exercice.

3.11.3 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Intérêts et dividendes reçus sur actifs financiers » du résultat financier.

A chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Dépréciation nette des actifs financiers » du résultat financier. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

3.11.4 Dettes financières

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier » sur la durée de la dette financière.

3.11.5 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

3.12 Instruments financiers dérivés

3.12.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification sera démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

3.12.2 Evaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données du marché, disponibles auprès de contributeurs externes.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net.

Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, à l'exclusion de l'inefficacité résultant notamment de la séparation de la valeur temps d'un contrat, qui est comptabilisée en résultat financier.

3.12.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir son risque de taux et de change.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

- Couverture de juste valeur : Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.
- Couverture de flux de trésorerie : Il s'agit d'une couverture des variations de flux de trésorerie futurs sur un actif ou un passif inscrit au bilan, sur une transaction future hautement probable ou sur un engagement ferme de change. Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert, ou, lorsqu'il s'agit d'une couverture d'un engagement ferme pour l'acquisition d'actifs non financiers, tels que les turbines, ils sont comptabilisés dans le coût de cet actif non-financier.
- Couverture d'un investissement net : Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

3.13 Stocks

Les stocks sont comptabilisés à leur coût de revient ou à leur valeur nette de réalisation, si celle-ci est inférieure. La valeur nette de réalisation est le prix de vente estimé dans des conditions d'activité normales, déduction faite des coûts estimés pour l'achèvement et des coûts estimés nécessaires pour réaliser la vente.

Le coût des matières et approvisionnement est déterminé à l'aide de la méthode du premier entré – premier sorti ou au coût moyen unitaire pondéré en fonction des activités.

Le coût des travaux en cours englobe les coûts de conception, les matériels inclus dans le projet, les coûts directs de main d'œuvre, les autres coûts directs et une quote-part de frais généraux fondée sur la capacité normale de production. Il comprend, le cas échéant, des coûts d'emprunt.

Les travaux en cours sur les projets destinés à être vendus sont reconnus à la méthode de l'avancement conformément à la norme IAS 11. Le pourcentage d'avancement est déterminé sur la base des coûts mis en œuvre et de la marge attendue à fin de projet et en considérant des critères techniques et objectifs ce qui permet de calculer un revenu et un coût des ventes associés.

Des provisions sont constituées pour faire face aux pertes à terminaison sur les contrats quand celles-ci sont connues.

3.14 Créances clients

Les créances clients sont initialement comptabilisées à leur juste valeur, puis ultérieurement évaluées à leur coût amorti, à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite des dépréciations. Une dépréciation des créances clients est constituée lorsqu'il existe un indicateur objectif de l'incapacité du Groupe à recouvrer l'intégralité des montants dus dans les conditions initialement prévues lors de la transaction. Des difficultés financières importantes rencontrées par le débiteur, la probabilité d'une faillite ou d'une restructuration financière du débiteur et une défaillance ou un défaut de paiement constituent des indicateurs de dépréciation d'une créance. Le montant de la dépréciation représente la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur des flux de trésorerie futurs estimés, actualisée au taux d'intérêt effectif initial.

3.15 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La rubrique « trésorerie et équivalents de trésorerie » comprend les liquidités, les dépôts bancaires à vue, les autres placements à court terme très liquides ayant des échéances initiales inférieures ou égales à trois mois et un risque négligeable de variations de valeur et les découverts bancaires. Les découverts bancaires figurent au passif courant du bilan, dans les « Passifs financiers courants ».

3.16 Capital social

Les actions ordinaires sont classées en tant qu'instrument de capitaux propres.

Les coûts complémentaires directement attribuables à l'émission d'actions ou d'options nouvelles sont comptabilisés dans les capitaux propres en déduction des produits de l'émission, nets d'impôts.

Lorsqu'une des sociétés du Groupe achète des actions de la Société (actions propres), le montant versé en contrepartie, y compris les coûts supplémentaires directement attribuables (nets de l'impôt sur le résultat), est déduit des capitaux propres attribuables aux actionnaires de la Société jusqu'à l'annulation, la réémission ou la cession des actions. En cas de vente ou de réémission ultérieure de ces actions, les produits perçus, nets des coûts supplémentaires directement attribuables à la transaction et de l'incidence fiscale afférente, sont inclus dans les capitaux propres attribuables aux actionnaires de la Société.

3.17 Impôts et taxes

3.17.1 [Impôt sur le résultat](#)

L'impôt sur le résultat (charge ou produit) comprend la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé. L'impôt est comptabilisé en résultat sauf s'il se rattache à des éléments qui sont comptabilisés directement en capitaux propres ; auquel cas il est comptabilisé en capitaux propres.

L'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du bénéfice imposable d'une période, déterminé en utilisant les taux d'impôt qui ont été adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture, et tout ajustement du montant de l'impôt exigible au titre des périodes précédentes.

L'impôt différé est déterminé selon l'approche bilancielle de la méthode du report variable pour toutes les différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et passifs et leurs bases fiscales. Les éléments suivants ne donnent pas lieu à la constatation d'impôt différé :

- le goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable ;
- les différences temporelles liées à des participations dans des filiales dans la mesure où elles ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

L'évaluation des actifs et passifs d'impôt différé repose sur la façon dont le Groupe s'attend à recouvrer ou régler la valeur comptable des actifs et passifs, en utilisant les taux d'impôt dont l'application est attendue sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture.

Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé. Les actifs d'impôt différé sont réduits dans la mesure où il n'est plus désormais probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible.

L'impôt supplémentaire qui résulte de la distribution de dividendes est comptabilisé lorsque les dividendes à payer sont comptabilisés au passif.

3.17.2 [Autres impôts et taxes](#)

En France, la création de la Contribution Economique Territoriale, introduite par la loi de Finances 2010, réformant la Taxe Professionnelle, ne génère aucun changement de comptabilisation dans le cadre de l'arrêté des comptes 2009. Comme la Taxe Professionnelle, cette contribution sera comptabilisée dans la rubrique "Impôts et Taxes" du groupe.

3.18 Avantages du personnel

3.18.1 Engagements de retraite

Les régimes de retraite en vigueur dans le Groupe correspondent à des régimes à cotisations définies. Un régime à cotisations définies est un régime de retraite en vertu duquel le Groupe verse des cotisations fixes à une entité indépendante. Dans ce cas, le Groupe n'est tenu par aucune obligation légale ou implicite le contraignant à abonder le régime dans le cas où les actifs ne suffiraient pas à payer, à l'ensemble des salariés, les prestations dues au titre des services rendus durant l'exercice en cours et les exercices précédents.

3.18.2 Indemnités de départ en retraite

Les indemnités de départ en retraite sont rattachées aux régimes à prestations définies qui désignent les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi qui garantissent aux salariés des prestations futures constituant un engagement futur pour le Groupe.

Le calcul de l'engagement est déterminé suivant un calcul actuariel utilisant la méthode des unités de crédit projetées afin de déterminer la valeur actualisée de l'obligation et le coût des services rendus au cours de l'exercice.

Ce calcul actuariel suppose le recours à des hypothèses actuarielles sur les variables démographiques (mortalité, rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux d'actualisation).

3.18.3 Autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme

Aucune société du Groupe n'offre de régime spécifique correspondant à des avantages postérieurs à l'emploi ou des avantages à long terme à ses salariés. Les salariés du Groupe ne bénéficient pas notamment de tarif spécifique sur l'électricité.

3.19 Autres provisions

Une provision est comptabilisée au bilan lorsque le Groupe a une obligation actuelle juridique ou implicite résultant d'un événement passé et lorsqu'il est probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation.

Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision est déterminé en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus au taux, avant impôt, reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et lorsque cela est approprié, les risques spécifiques à ce passif.

3.19.1 Provisions pour démantèlement

Pour les installations éoliennes, des provisions pour démantèlement / déconstruction sont constituées, en fonction des conditions liées à l'occupation des terrains : propriété du Groupe ou baux à long terme. Dans ce dernier cas, les provisions sont appréciées en fonction des baux définissant l'état des terrains lors de la restitution et en fonction du coût probable lorsque l'opération de démantèlement / déconstruction incombe au Groupe.

Pour les installations thermiques, des provisions pour démantèlement sont comptabilisées en fonction de la puissance installée.

Dans les deux cas, ces provisions ont été actualisées au taux de 4,5 %.

Un composant « actif de démantèlement » est créé en contrepartie, puis amorti linéairement sur la durée d'utilité du bien subséquent.

3.19.2 Provisions pour litiges

Dans le cadre normal des activités du Groupe, des litiges peuvent naître avec des tiers et des procédures peuvent être engagées. Des provisions sont déterminées en fonction de l'appréciation des risques attachés à chaque dossier, lorsqu'une estimation du coût est possible.

3.19.3 Provisions pour garanties

Dans le cadre de son activité de vente de centrales photovoltaïques réalisées au titre de programmes de défiscalisation, le Groupe s'engage contractuellement, sur certains programmes, à assurer le remplacement des batteries et comptabilise à ce titre une provision. Par ailleurs, le Groupe comptabilise des provisions afin de faire face aux différentes obligations liées aux garanties octroyées aux utilisateurs.

3.20 Reconnaissance des produits et des charges

3.20.1 Vente de biens et prestations de service

Les produits des activités ordinaires correspondent à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir au titre des biens et des services vendus dans le cadre habituel des activités du Groupe. Les produits des activités ordinaires figurent nets des retours de marchandises, des rabais et des remises, et déduction faite des ventes intragroupes.

Les produits provenant de la vente de biens sont comptabilisés dans le compte de résultat lorsque les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété des biens ont été transférés à l'acheteur.

Les produits provenant des prestations de services sont comptabilisés dans le compte de résultat en fonction du degré d'avancement de la prestation à la date de clôture. Le degré d'avancement est évalué par référence aux travaux exécutés. Aucun produit n'est comptabilisé lorsqu'il y a une incertitude significative quant à la recouvrabilité de la contrepartie due, aux coûts encourus ou à encourir associés à la prestation ou au retour possible des marchandises en cas de droit d'annulation de l'achat, et lorsque le Groupe reste impliqué dans la gestion des biens.

3.20.2 Contrats de construction

Lorsque le résultat d'un contrat de construction peut être estimé de façon fiable, les produits et les coûts du contrat sont comptabilisés dans le compte de résultat en fonction du degré d'avancement du contrat. Le degré d'avancement est évalué par référence aux travaux déjà exécutés et aux coûts à terminaison réappréciés lors des clôtures comptables. Une perte attendue est immédiatement comptabilisée en résultat.

3.20.3 Subventions publiques

- **Subventions liées à des actifs**

Les subventions publiques sont reconnues à leur juste valeur lorsqu'il existe une assurance raisonnable qu'elles seront reçues et que le Groupe se conformera aux conditions attachées à ces subventions. Les subventions qui couvrent en totalité ou partiellement le coût d'un actif sont présentées dans un compte de produits différés au passif et comptabilisées dans le compte de résultat au niveau du résultat opérationnel de façon systématique sur la durée d'utilité de l'actif faisant l'objet de la subvention.

- **Subventions liées au résultat**

Les subventions qui compensent des charges encourues par le Groupe sont comptabilisées de façon systématique en tant que produits dans le compte de résultat de la période au cours de laquelle les charges ont été encourues.

3.20.4 Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont comptabilisés en résultat financier, prorata temporis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Lorsqu'une créance est dépréciée, le Groupe ramène la valeur comptable de celle-ci à sa valeur recouvrable – qui représente les flux de trésorerie futurs estimés, actualisés au taux d'intérêt effectif initial de l'instrument – et continue de comptabiliser l'effet de la désactualisation en produits d'intérêts. Les produits d'intérêts sur les prêts dépréciés sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif initial.

3.20.5 Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés en résultat financier lorsque le droit de recevoir le dividende est établi.

3.20.6 Paiements au titre de location simple

Les paiements au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges sur une base linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages reçus font partie intégrante du total net des charges locatives et sont comptabilisés en résultat selon la même règle.

3.20.7 Paiements au titre de contrats de location-financement

Les paiements minimaux au titre d'un contrat de location-financement sont ventilés entre charge financière et amortissement de la dette. La charge financière est affectée à chaque période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt effectif périodique constant à appliquer au solde de la dette restant dû.

3.20.8 Résultat financier net

Le résultat financier net comprend les intérêts à payer sur les emprunts calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif, les intérêts à recevoir sur les placements, les produits provenant des autres dividendes, les profits et pertes de change et les profits et pertes sur les instruments de couverture qui sont comptabilisés dans le compte de résultat.

3.21 Distribution de dividendes

Les distributions de dividendes aux actionnaires de la Société sont comptabilisées en tant que dette dans les états financiers du Groupe au cours de la période durant laquelle les dividendes sont approuvés par les actionnaires de la Société.

3.22 Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Immédiatement avant la classification de l'actif comme détenu en vue de la vente, les valeurs comptables des actifs (et de tous les actifs et passifs du Groupe destinés à être cédés) sont évaluées selon les normes qui leur sont applicables. Ensuite, lors de la classification initiale comme détenus en vue de la vente, les actifs non courants et les groupes d'actifs destinés à être cédés sont comptabilisés au montant le plus faible entre la valeur comptable et la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les pertes de valeur résultant du classement d'un actif (ou groupe d'actifs) comme détenu en vue de la vente sont comptabilisées en résultat, que les actifs aient été ou non comptabilisés antérieurement selon le modèle de la réévaluation périodique. Les profits et pertes au titre des évaluations ultérieures sont traités de la même façon. Le profit comptabilisé ne peut pas excéder le cumul des pertes de valeur comptabilisées.

Une activité abandonnée est une composante de l'activité du Groupe qui représente une ligne d'activité ou une région géographique principale et distincte ou est une filiale acquise exclusivement en vue de la revente.

La classification comme activité abandonnée a lieu au moment de la cession ou à une date antérieure lorsque l'activité satisfait aux critères pour être classée comme détenue en vue de la vente. Un groupe destiné à être abandonné peut également satisfaire les critères pour être classé comme activité abandonnée.

3.23 Traitements comptables retenus en l'absence de précision des textes IFRS

3.23.1 Intérêts minoritaires

S'agissant des acquisitions d'intérêts minoritaires, en l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS, le Groupe a choisi d'appliquer le traitement comptable selon lequel, en cas d'acquisition complémentaire de titres d'une filiale déjà consolidée par intégration globale, aucune réévaluation complémentaire des actifs et passifs identifiables n'est enregistrée. L'écart entre le coût d'acquisition et la quote-part complémentaire acquise dans l'actif net de l'entreprise est enregistré en goodwill.

Les opérations qui conduisent à une diminution des intérêts - part du Groupe sans perte de contrôle sont traitées comme des cessions d'intérêts aux minoritaires et la différence entre la quote-part d'intérêt cédée et le prix perçu des minoritaires est constatée en résultat.

La norme IAS 27 amendée applicable qui entrera en vigueur de manière prospective à compter du 01/01/2010 prévoit que les effets des modifications de la part d'intérêt d'une société mère dans une filiale qui n'aboutissent pas à une perte de contrôle seront comptabilisés comme des transactions portant sur des capitaux propres (c'est-à-dire, par exemple, des transactions effectuées avec des propriétaires agissant en cette qualité).

3.23.2 Engagement d'achat d'intérêts minoritaires

Les autres passifs financiers comprennent notamment les engagements d'achats d'intérêts minoritaires pris par le Groupe.

Au cas particulier des puts sur minoritaires et en l'absence de précisions dans les textes IFRS, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour ces engagements :

- A la mise en place du put, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des intérêts minoritaires. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des intérêts minoritaires, le solde est comptabilisé en goodwill ;
- A chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de valeur sont comptabilisées en contrepartie en goodwill, à l'exception de l'effet de désactualisation, comptabilisé en résultat financier.

En cas de put à prix fixe, le passif correspond à la valeur actualisée du prix d'exercice.

En cas de put à la juste valeur ou à prix variable, le montant du passif est évalué sur la base d'une estimation à la juste valeur à la date de clôture ou de l'application des modalités contractuelles du prix d'exercice sur la base des derniers éléments connus.

Les normes IFRS 3 révisée et IAS 27 amendée en juillet 2009 et qui seront appliquées par le Groupe à compter du 01/01/2010 ne contredisent pas ces traitements comptables qui ne devraient donc pas s'en trouver modifiés.

3.23.3 Pénalités à recevoir ou à verser dans le cadre de la construction et/ou de l'exploitation d'un parc

Dans le cadre de la construction et/ou de l'exploitation des parcs, le Groupe peut être amené à percevoir ou à verser des indemnités aux fournisseurs de turbines en fonction de critères contractuels qui varient selon les projets.

Lorsque ces indemnités perçues ont pour objectif de compenser une perte d'exploitation, celles-ci sont comptabilisées en produits d'exploitation. En revanche, lorsqu'elles sont assimilables à une remise sur le prix d'achat des turbines, elles sont comptabilisées en réduction du coût de construction du projet.

A l'inverse, certains contrats prévoient que si les performances du parc sont supérieures à des seuils contractuels, le Groupe s'engage à reverser une indemnité aux fournisseurs de turbines. Dans ces cas-là, les montants à verser sont comptabilisés en charges d'exploitation au cours de l'exercice au titre duquel ils sont dus.

3.23.4 Crédits d'impôts sur investissements

Les subventions d'investissement reçues sous forme de crédit d'impôt, notamment les « Investment Tax Credit » en vigueur aux Etats-Unis pour les projets solaires et éoliens, sont comptabilisées suivant la méthode décrite au paragraphe 3.20.

4. Information sectorielle

4.1 Information par zone géographique

Un secteur est une composante distincte du Groupe qui est engagée soit dans la fourniture de produits ou services liés (secteur d'activité), soit dans la fourniture de produits ou de services dans un environnement économique particulier (secteur géographique) et qui est exposée à des risques et à une rentabilité différents de ceux des autres secteurs. L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risque et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée dans le Groupe, qui a par conséquent opté pour une sectorisation géographique.

4.1.1 Exercice clos le 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUROPE	AMERIQUES	ELIMINATIONS	TOTAL
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires externe	739 537	433 540		1 173 077
Autres produits opérationnels	79 138	24 966		104 104
Total Produits	818 675	458 506	-	1 277 181
Autres charges opérationnelles	(588 950)	(339 863)		(928 813)
Provisions opérationnelles	(15 083)	176		(14 907)
Dotations aux amortissements	(67 923)	(35 410)		(103 333)
Résultat opérationnel par secteur	146 719	83 409	-	230 128
Coût de l'endettement financier net	(40 105)	(40 772)		(80 877)
Autres charges et produits financiers	(22 460)	(681)		(23 141)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	(194)	-		(194)
Impôt sur le résultat	(6 616)	(14 774)		(21 390)
Résultat net consolidé	77 344	27 182	-	104 526
Autres informations				
Actifs sectoriels	5 160 358	1 606 581	(641 822)	6 125 117
Passifs sectoriels	4 518 536	2 248 403	(641 822)	6 125 117
Entreprises associées	34 867			34 867
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	824 071	408 355		1 232 426

4.12 Exercice clos le 31 décembre 2008 (après changements de méthode de consolidation)

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUROPE	AMERIQUES	ELIMINATIONS	TOTAL
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires externe	517 489	497 879		1 015 368
Autres produits opérationnels	96 468	13 700		110 168
Total Produits	613 957	511 579	-	1 125 536
Autres charges opérationnelles	(456 923)	(437 863)		(894 786)
Provisions opérationnelles	(5 511)	1 545		(3 966)
Dotations aux amortissements	(43 376)	(17 948)		(61 324)
Résultat opérationnel par secteur	108 147	57 313	-	165 460
Coût de l'endettement financier brut	(18 082)	(23 501)		(41 583)
Autres charges et produits financiers	(6 877)	911		(5 966)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	(1 956)	-		(1 956)
Impôt sur le résultat	(22 567)	(15 453)		(38 020)
Résultat net consolidé	58 665	19 270	-	77 935
Autres informations				
Actifs sectoriels	3 748 515	1 104 644	(340 035)	4 513 124
Passifs sectoriels	3 408 480	1 444 679	(340 035)	4 513 124
Entreprises associées	29 630	-		29 630
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	584 921	441 752		1 026 673

4.2 Information par activité

4.2.1 Exercice clos le 31 décembre 2009

(en milliers d'euros)	Production	Exploitation / Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Energies Réparties	Eliminations	Total
Produits provenant des clients externes	362 052	34 253	497 595	279 177		1 173 077
Valeur comptable des actifs	3 796 640	89 256	3 472 629	510 517	(1 743 925)	6 125 117
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	914 150	6 620	372 467	56 152	(116 963)	1 232 426

4.2.2 Exercice clos le 31 décembre 2008 (après changements de méthode de consolidation)

(en milliers d'euros)	Production	Exploitation / Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Energies Réparties	Eliminations	Total
Produits provenant des clients externes	237 251	23 989	569 069	185 059		1 015 368
Valeur comptable des actifs	2 377 796	52 810	2 606 325	406 177	(929 984)	4 513 124
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	954 383	5 075	138 760	33 430	(104 975)	1 026 673

4.3 Information sur le chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 15,5%, s'établissant à 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 1 015,4 millions d'euros au 31 décembre 2008. A taux de change constants, la progression est de 13,8 %. La progression du chiffre d'affaires Groupe se caractérise par la progression du chiffre d'affaires de l'activité de Production, ainsi que celle de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties, avec une bonne montée en puissance des offres solaires dans l'intégré-bâti ; le chiffre d'affaires de l'activité DVAS en 2009 est, quant à lui, en retrait, après une année 2008 importante en nombre et en volume de projets, notamment aux Etats-Unis.

4.3.1 Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 42,9 % passant de 517,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique comme suit :

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 50,6%, passant de 180,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 91,1 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
 - L'effet année pleine de la mise en service en 2008 de parcs éoliens au Portugal (194 MW nets), en France (162,6 MW nets), en Grèce (35 MW nets), en Italie (33,3 MW nets), au Royaume-Uni (20 MW nets) et de parcs photovoltaïques pour 7,4 MWc en France, 2,2 MWc en Italie et 1,2 MWc en Espagne ;
 - La mise en service en 2009 des nouveaux parcs éoliens en France (101,1 MW nets), en Italie (27,2 MW nets), en Turquie (22,5 MW nets), en Grèce (19,8 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets), au Portugal (20 MW nets) et en Belgique (6,2 MW nets off-shore) ; ainsi que des nouveaux parcs photovoltaïques en France (18,5 MWc nets) et en Italie (9 MWc nets). En France, 1,4 MW de biogaz ont également été mis en service.

La production annuelle 2009 en données consolidées en Europe s'est élevée à 2 767,6 TWh. Les productions constatées dans l'éolien en fin d'année au Portugal, en France et en Grèce ont permis à ces zones de rattraper le retard enregistré en début d'année en raison des mauvaises conditions de vent, mais l'Italie et le Royaume-Uni sont en repli par rapport à l'année dernière.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 147,0 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009. En 2008, le Groupe a vendu 6,1 MWc de projets photovoltaïques en Espagne et 26,3 MW de projets éoliens en France. En 2009, la vente de projets photovoltaïques a progressé en France avec la vente de 11,6 MWc de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que du projet Mangassaye (5,1 MWc). Le chiffre d'affaires de l'activité DVAS comprend également la vente de panneaux destinés aux sociétés intégrées proportionnellement, dont seule la part intra-groupe est éliminée dans le chiffre d'affaires consolidé ; il est globalement stable en 2009 par rapport à 2008. Enfin, dans le domaine de l'éolien, la fin du projet Fierville (28MW au total) a été réalisée..
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il s'élevait à 5,4 millions d'euros au 31 décembre 2008.
- Le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales, au 31 décembre 2009 s'élève à 279,2 millions d'euros, contre 185 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 50,9 %. Cette progression de 94,2 millions d'euros s'explique principalement par :
 - la bonne performance d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA et Photon Technologies (passé de mise en équivalence à intégration globale en début d'année) dans le domaine des ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti. Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles Réparties SA est passé de 20,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 70,7 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 50,2 millions d'euros ; le chiffre d'affaires de Photon Technologies s'élève, quant à lui, à 24,7 millions d'euros ;
 - des performances supérieures à celles constatées en 2008 pour le groupe Tenesol et pour Supra ; le chiffre d'affaires du groupe Tenesol (consolidé en intégration proportionnelle à 50 %) s'élève à 108,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 95,8 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une hausse de 12,7 millions d'euros ; celui de Supra passe de 66 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 72 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une hausse de 6 millions d'euros.

4.3.2 Amériques

Le chiffre d'affaires 2008 publié par le Groupe pour la zone Amériques était de 489,1 millions d'euros. En tenant compte du changement de mode d'intégration de proportionnelle à globale des projets américains explicité au paragraphe 3.4, le chiffre d'affaires 2008 de la zone est de 497,9 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, le chiffre d'affaires Amériques s'élève à 433,6 millions d'euros, soit une baisse de 12,9 % par rapport au 31 décembre 2008. A taux de change constant, il baisse de 17,1 %.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 57,2 millions d'euros en 2008 à 90,9 millions d'euros en 2009, soit une hausse de 33,7 millions d'euros (+ 58,9%) liée principalement à :
 - L'effet année pleine de la mise en service en 2008 du parc éolien de Wapsi North (100,5 MW nets) aux Etats-Unis et à un niveau moindre des parcs photovoltaïques (1,34 MWc nets) ;
 - Les mises en services en 2009 des parcs éoliens de Shiloh 2 et d'Hoosier (256 MW nets au total) et d'une partie du parc de La Ventosa au Mexique pour 37,5 MW nets, ainsi que des parcs photovoltaïques aux Etats-Unis pour 4,4 MWc nets ;
 - Un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 51,4 %.

La production 2009 de la zone Amériques s'élève à 2 140,1 TWh dans un contexte défavorable de conditions de vent.

- Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 422,1 millions d'euros en 2008 à 314,9 millions d'euros en 2009, soit une baisse de 107,2 millions d'euros. En effet :

- En 2008, il concerne principalement la fin du projet Goodnoe (94 MW), ainsi que la vente des projets de Walnut (153 MW) et de Grand Meadows (100,5 MW) ;
 - En 2009, il comprend principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et de Linden (50 MW).
- Le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance augmente de 49,5 % ; il passe de 18,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation est due pour l'essentiel aux nouveaux contrats conclus en 2008 et en 2009. A fin décembre 2009, 4 719 MW sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers. A taux de change constant, il progresse de 42,3 %.

4.4 Information sur le résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Groupe est de 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 165,5 millions d'euros au 31 décembre 2008, soit une progression de 39 %.

4.4.1 [Europe](#)

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 108,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009.

La hausse provient essentiellement de l'activité Production, due, d'une part, à l'effet année pleine des mises en service 2008 pour un montant total de 455,7 MW, dont 444,9 MW dans l'éolien et 10,8 MWc dans le solaire photovoltaïque et d'autre part, aux mises en service de nouveaux parcs au cours de l'exercice 2009 pour 244,7 MW, dont 215,9 MW dans l'éolien, 27,4 MWc dans le solaire photovoltaïque et 1,4 MW dans le biogaz.

Le résultat opérationnel Europe concentre également une large part de la hausse des frais de développements et de structure du Groupe et intègre également de moins bonnes conditions de production constatées cette année par rapport à l'an passé. Enfin, il comprend l'excédent de la situation nette sur le prix d'acquisition (Badwill) du projet Greentech Monte Grighine et intègre la croissance de l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties.

4.4.2 [Amériques](#)

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 57,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 à 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 45,6%. A taux de change constants, la hausse est de 38,6%. Cette hausse s'explique par la croissance des activités de production et de vente de projets, particulièrement soutenue au cours de l'exercice 2009, avec notamment les mises en production aux Etats-Unis des projets éoliens Shiloh 2 (150 MW nets), Hoosier (106 MW nets) et de projets photovoltaïques pour 4,4 MWc nets. Le résultat opérationnel bénéficie également de l'effet année pleine des parcs mis en service en 2008, notamment Wapsi North (100,5 MW nets) mis service en toute fin d'année. Les parcs, éoliens au Mexique de La Ventosa (mise en service partielle pour 37,5 MW nets), et photovoltaïques de Arnprior au Canada (23,4 MWc nets) ont été mis en service en fin d'année 2009 et n'ont pas d'impact significatif sur le résultat de l'année.

La hausse du résultat opérationnel s'explique aussi par le bon niveau de rentabilité économique enregistré sur les projets DVAS sur l'année 2009. Par rapport à celui enregistré au cours de l'exercice 2008, au cours duquel le projet Goodnoe (94 MW) - projet ayant rencontré des difficultés de réalisation tout à fait exceptionnelles dans cette activité - avait généré une marge négative.

5. Autres produits et charges opérationnels

<i>(en milliers d'euros)</i>		31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat de déconsolidation	(1)	351	916
Résultat de cession des immobilisations		(892)	17 202
Subventions d'exploitation	(2)	26 293	16 738
Autres charges	(3)	(13 623)	(14 428)
Autres produits	(3)	49 760	32 310
Total des autres produits et charges opérationnels		61 889	52 738
Dont autres charges opérationnelles		(42 215)	(57 430)
Dont autres produits opérationnels		104 104	110 168

- (1) Les résultats de déconsolidation en 2009 s'expliquent essentiellement par la cession des centrales thermiques de Chabossière et de Seclin.
- (2) La hausse des subventions d'exploitation provient de la mise en service de deux projets aux Etats-Unis (Shiloh II et Wapsi North) générant des PTC (Production Tax Crédit : crédit fiscaux américains calculés sur la production d'énergie éolienne).
- (3) Les autres produits et charges opérationnels s'expliquent essentiellement par un badwill, des indemnités de perte d'exploitation, des pénalités de retard en notre faveur, ainsi que divers produits et charges d'exploitation.

6. Personnel

6.1 Frais de personnel

Le montant des charges de personnel se décompose de la manière suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Rémunérations et avantages au personnel	(97 762)	(63 616)
Charges sociales et fiscales	(27 393)	(16 619)
Total	(125 155)	(80 235)
Actions gratuites et assimilées	(2 917)	(1 322)
Charges liées au paiement sur base d'actions	(2 917)	(1 322)
Charges de personnel	(128 072)	(81 557)

6.2 Paiements sur base d'actions

Le Conseil d'Administration a mis en place des plans d'attribution d'actions gratuites au bénéfice des dirigeants et salariés en France :

- en 2007, le premier plan a prévu l'attribution de 24 550 actions. Sur l'exercice 2009, ce plan a été dénoué.
- le 30 octobre 2008, deux plans attribuent un total de 62 829 actions.
- le 12 novembre 2009, deux plans attribuent un total de 81 122 actions.

La juste valeur de ces plans d'attribution d'actions gratuites est basée sur le cours de l'action à la date de chaque Conseil d'Administration. La contrepartie de la charge, pour 0,7 millions d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres.

Pour les filiales étrangères, un mécanisme similaire a été mis en place consistant à remettre aux bénéficiaires un nombre d'unités selon le même principe que le plan d'attribution d'actions gratuites. A l'issue de la période d'acquisition, le bénéficiaire ne percevra pas des actions gratuites mais un équivalent en trésorerie. Conformément à IFRS 2, l'évaluation de ce plan repose sur le cours de clôture de l'action au 31 décembre 2009 et n'intègre pas de dividendes attendus. La contrepartie de la charge a été comptabilisée en dette.

L'acquisition des actions gratuites ou des unités s'effectue sur une période de 2 ou 3 ans et pour partie, est soumise à l'atteinte de résultats opérationnels.

6.3 Effectifs moyens

<i>Effectifs moyens</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Employés	1 664	1 226
Cadres et ingénieurs	602	497
Total	2 266	1 723

Par convention, l'effectif des sociétés en intégration proportionnelle est pris en compte à due concurrence du pourcentage d'intégration.

7. Résultat financier

7.1 Coût de l'endettement financier

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Produits d'intérêt sur opérations de financement (1)	13 974	20 864
Charges d'intérêt sur opérations de financement (2)	(93 426)	(63 291)
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/ endettement	(1 425)	844
Coût de l'endettement financier net (3)	(80 877)	(41 583)

(1) Les produits d'intérêts comprennent essentiellement des intérêts sur actifs financiers et des produits de cession de VMP.

(2) Les charges d'intérêts sur opérations de financement correspondent principalement à des intérêts, à des commissions bancaires et aux charges et produits sur les dettes de location financement.

(3) **Changement de présentation :**

Désormais, les produits des créances financières long terme sont présentés en déduction du cout de l'endettement financier net. Pour 2008, l'impact de ce changement est de +18,2 millions d'euros.

7.2 Autres produits et charges financiers

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Variation de juste valeur des dérivés de transactions	769	(788)
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/exploitation	1 012	(486)
Résultat net de change	(8 796)	(2 888)
Résultat de cession d'actifs disponibles à la vente	3 237	(248)
Dépréciation nette des actifs financiers (1)	(19 501)	(2 342)
Résultat d'actualisation	363	66
Autres produits et charges financiers	(225)	720
Autres produits et charges financiers	(23 141)	(5 966)

(1) Dépréciation de la créance SilPro en 2009 (voir 14.3 « Variation des actifs financiers »)

En 2008 et 2009, les produits nets d'actifs financiers proviennent essentiellement du placement de la trésorerie obtenue suite à l'augmentation de capital de septembre 2008.

En 2009, la variation de juste valeur des instruments dérivés de change qualifiés en tant que couverture économique des effets de change relatifs aux comptes courants en devise de la holding vis-à-vis de ses filiales étrangères, soit 22,3 millions d'euros, est portée en déduction de la perte de change encourue sur l'exercice.

Changement de présentation :

Désormais, les produits des créances financières long terme sont présentés en déduction du coût de l'endettement financier net. Pour 2008, l'impact de ce changement est de +18,2 millions d'euros.

8. Charge d'impôts

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Impôts exigibles	(17 582)	(1 626)
Impôts différés	(3 808)	(36 394)
Total	(21 390)	(38 020)

La preuve d'impôt est présentée en note 24.4

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Impôts sur la variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	3 106	13 904
Impôts sur les différences de conversion	134	(10)
Impôts sur les autres éléments du résultat global	3 240	13 894

9. Résultats par action

<i>(en euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Résultat net consolidé	104 524 885	77 934 613
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG)	97 944 597	70 640 361
Nombre d'actions	77 348 127	66 326 250
Résultat net consolidé de base par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en euro	1,27	1,07
Résultat net consolidé dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en euro	1,27	1,07

Suite à l'augmentation de capital réalisée par EDF EN SA le 18 septembre 2008, le nombre total d'actions composant le capital social est passé de 77 568 416 actions au 31 décembre 2008 contre 62 054 734 actions au 31 décembre 2007.

En 2009, le nombre d'actions retenu au dénominateur pour le calcul du résultat par action est de 77 348 127. Il tient compte de la déduction du nombre d'actions propres détenues par le Groupe dans le cadre du programme de liquidité et du programme de rachat d'actions pour couvrir les plans d'actions gratuites mis en place pour un total de 220 289 actions.

10. Goodwill

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Valeur brute	119 297	108 107
Cumul des pertes de valeur	(3 025)	(2 268)
Valeur nette comptable	116 272	105 839

L'évolution de la valeur comptable des goodwill est la suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Valeur nette comptable à l'ouverture	105 839	78 326
Augmentations	27 782	38 752
Pertes de valeur	(697)	-
Ecarts de conversion	335	141
Autres mouvements	(16 987)	(11 380)
Variation totale	10 433	27 513
Valeur nette comptable à la clôture	116 272	105 839

Les goodwill nets de 116,3 millions d'euros sont essentiellement constitués des éléments suivants :

- en Grèce, de la valorisation du put sur minoritaires pour l'acquisition de 25 % de EEN Hellas et du goodwill sur RETD pour un montant total de 20,9 millions d'euros ;
- en Turquie, du goodwill sur l'acquisition du Groupe Polat Enerjy pour 11,9 millions d'euros ;
- en Belgique, de la valorisation du put sur notre partenaire pour 3,5 millions d'euros pour l'acquisition de Verdesis ;
- en France, du goodwill sur les sociétés ENR et Supra pour 6,1 millions d'euros, du goodwill sur la société Photon Technologies pour 24,1 millions d'euros, du goodwill sur Ribo pour 5 millions d'euros et du goodwill PPI (Holding de Silpro) pour 0,7 million d'euros intégralement déprécié ;
- en Bulgarie, des goodwill de 4,3 millions d'euros ;
- en Espagne, du goodwill sur Fotosolar pour 3,7 millions d'euros ;
- au Royaume-Uni, du goodwill sur Cumbria pour 8,2 millions d'euros ;
- et sur les Etats-Unis, des goodwill correspondant à l'acquisition d'enXco pour 28 millions d'euros.

Les principales variations sur les goodwill concernent l'acquisition de 31 % complémentaires sur Photon Technologies et la reconnaissance du put sur les actionnaires minoritaires pour les 49 % restants des titres Photon Technologies, l'affectation partielle du goodwill sur le Groupe Polat Energy ainsi que l'acquisition complémentaire de 50% de la société Soma, l'affectation du goodwill sur la société Noréole, le goodwill lié à la souscription inégalitaire de l'augmentation de capital de PPI pour un montant intégralement déprécié, la constatation d'un mali de confusion chez Supra suite à des transmissions universelles de patrimoine (TUP) opérées avec quatre filiales non consolidées.

11. Immobilisations incorporelles

L'évolution de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est la suivante :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Valeur brute	26 982	16 746
Amortissements et provisions	(7 791)	(5 004)
Valeur nette comptable	19 191	11 742

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Valeur nette comptable à l'ouverture	11 742	3 590
Acquisitions	10 262	3 243
Cessions	(51)	-
Amortissements de la période	(2 936)	(983)
Variation de périmètre	74	6 115
Ecart de conversion	(20)	3
Autres mouvements	120	(226)
Variation nette	7 449	8 152
Valeur nette comptable à la clôture	19 191	11 742

Les immobilisations incorporelles incluent principalement les logiciels informatiques, les brevets ainsi que des droits incorporels sur le parc Chanarambie liés aux MIPS (Minnesota Incentive Program : avantages fiscaux accordés par l'Etat Minnesota visant à faciliter l'accès à l'installation des énergies renouvelables aux particuliers). Les brevets et les MIPS américains sont des droits incorporels amortis sur dix ans.

Les acquisitions de 10 millions d'euros sur l'année 2009 se décomposent en 3 millions d'euros au titre d'une option acquise par EEN SA et qui accorde au groupe le droit de prendre une participation ou d'acquérir 50 % des futurs projets du Groupe Greentech en Italie et en Pologne, 2,3 millions d'euros d'achat et de mise en place de progiciels aux Etats-Unis, 1,3 millions d'euros de concessions sur Energies Antilles et 1,8 millions d'euros de droit au bail sur des terrains en Grèce.

12. Immobilisations corporelles

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Terrains	11 089	8 227
Installations techniques, matériel, outillage	2 557 927	1 612 711
Autres immobilisations	22 580	19 562
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	1 002 070	709 566
Immobilisations corporelles nettes	3 593 666	2 350 066

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Augmentation	Diminution	Ecart de conversion	Autres Mouvements	31/12/2009
Terrains	8 227	2 829	-	(37)	70	11 089
Installations techniques, matériel, outillage (1)	1 816 287	82 506	(22 642)	(6 181)	984 890	2 854 860
Autres immobilisations	45 019	6 055	(5 757)	203	5 698	51 218
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations (2)	709 619	1 130 774	(4 619)	7 156	(840 806)	1 002 124
Valeurs brutes	2 579 152	1 222 164	(33 018)	1 141	149 852	3 919 291
Amortissements et pertes de valeur (3)	(229 086)	(107 527)	4 483	(856)	7 361	(325 625)
Valeurs nettes	2 350 066	1 114 637	(28 535)	285	157 213	3 593 666

(en milliers d'euros)	01/01/2008 retraité	Augmentation	Diminution	Ecart de conversion	Autres Mouvements	31/12/2008 retraité
Terrains	4 337	2 670	-	10	1 210	8 227
Installations techniques, matériel, outillage (1)	1 071 808	33 588	(5 597)	(27 725)	744 213	1 816 287
Autres immobilisations	18 165	10 742	(1 771)	(477)	18 360	45 019
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	449 571	976 430	(37 486)	9 973	(688 869)	709 619
Valeurs brutes	1 543 881	1 023 430	(44 854)	(18 219)	74 914	2 579 152
Amortissements et pertes de valeur	(148 056)	(65 427)	2 686	3 651	(21 940)	(229 086)
Valeurs nettes	1 395 825	958 003	(42 168)	(14 568)	52 974	2 350 066

(1) Installations techniques, matériel et outillage :

Les augmentations correspondent principalement aux opérations suivantes :

- dans le cadre du développement de son activité solaire le groupe Tenesol a construit en 2009 de nouvelles installations photovoltaïques. Le montant de ces investissements représente quasiment la moitié des augmentations d'installations techniques, matériel et outillage ;
- le solde provient de diverses immobilisations en location financement pour 26,4 millions d'euros concernant principalement les sociétés italiennes Fotosolare, Energia Alternativa et Energie, ainsi que d'investissements concernant des installations de production hydraulique en Bulgarie et diverses acquisitions de constructions.

Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

- Les mises en service des parcs solaires et éoliens représentent 95 % des autres mouvements de ce poste et se détaillent de la manière suivante :
 - aux Etats-Unis pour 588,7 millions d'euros des parcs éoliens de Shiloh 2, et Hoosier ainsi que des parcs solaires Hall's Warehouse, Steven's Institute (première tranche), Carrier Clinic et Bayshore ;
 - en France pour 180,4 millions d'euros, des parcs éoliens Canton de Bonneval, Sauveterre, Castanet, Fiennes, Veulette, les Barthes et le parc de Nord Basin de Thau et des parcs solaires La Roseraie, Manosque et Sainte Tulle ;
 - au Portugal pour 49,1 millions d'euros de la dernière tranche du parc éolien d'Arada ;
 - en Italie pour 48,5 millions d'euros du parc éolien de Minervino et des parcs solaires San Pietro Vernotico, Villacidro ASI, Lequile, Camareta Picena, Santa Sofia et Galatone ;
 - en Grèce pour 28,6 millions d'euros du parc éolien Viotia 2 ;
 - en Turquie pour 24,1 millions d'euros d'une partie du parc éolien Soma 1 ;
 - et enfin au Royaume-Uni pour 23,1 millions d'euros du parc éolien Long Park.
- L'affectation des goodwill représente 26 millions d'euros sur les sociétés Noréole (projet Sauveterre) en France, Dogal et Soma en Turquie, Espiga au Portugal, Mecamidi Ogosta en Bulgarie, Aproving et AAVYC Gestion 2000 en Espagne et Bonorva en Italie.
- La cession des centrales thermiques de Chabossière et de Seclin, entraînant une sortie du périmètre de consolidation et ayant un impact respectif de (5) et (3) millions d'euros sur les autres mouvements.

(2) Immobilisations en cours et avances sur immobilisations :

Les augmentations correspondent principalement aux opérations suivantes :

- Le développement et la construction des parcs éoliens ainsi que des parcs solaires représentent près de 80 % de l'augmentation de ce poste et se détaillent de la manière suivante :
 - En France, pour 250,7 millions d'euros, avec la construction des parcs éoliens de Castanet (2^e tranche), Fiennes (2^e tranche), Veulette, Canton de Bonneval, Sauveterre, Les Barthes et Bassin de Thau puis des parcs solaires de La Roseraie, Manosque, Sainte Tulle et Gabardan ;
 - En Italie pour 192 millions d'euros avec la construction des parcs éoliens de Bonorva et Monte Grighine ainsi que des parcs solaires de San Pietro Vernotico 1&2&3, San Severo, Torre Santa Susana, Stornarella, Lecce 2, Loreo, Priolo, Ajello 1, Casamassima, Terralba, Lequile 5&6, San Demetrio, Camerata Picena, Santa Sofia, Galatone, Noicattaro, Leporano, Adelfia, Palagiano, Giovinazzo 1&2, Terlizzi 1, Molfetta 1 et Melfi ;
 - Aux Etats-Unis, pour 158,5 millions d'euros, avec le développement et la construction des parcs éoliens de Hoosier, Pacific Wind, Lakefield, Shiloh 3, Avalon et des parcs solaires de Steven's Institute, Hall's Warehouse, Bayshore, Carrier et LIPA ;
 - Au Mexique, pour 64,5 millions d'euros, avec la construction du parc éolien de la Ventosa ;
 - Au Canada, pour 62,8 millions d'euros, avec la construction des parcs solaires d'Arnprior et le développement des parcs éoliens Saint Robert Bellarmin, Massif du Sud, Lac Alfred 1, Clermont et Rivière du Moulin 1 ;

- En Espagne, pour 41 millions d'euros, avec la construction des parcs solaires Valdecaballeros et Casatejada et du projet biomasse Lucena ;
 - En Grèce, pour 39,3 millions d'euros, avec le développement et la construction des parcs éoliens de Viotia 2, Skopies, Lefkes, Belecheri, Fokida 2&3, Mousouron, Trikorfo et Melissi ainsi que du parc solaire de Xirokambi ;
 - Au Portugal, pour 30,1 millions d'euros, avec la fin de la construction du parc éolien Arada ;
 - Au Royaume-Uni, pour 28,6 millions d'euros, avec le développement et la construction des parcs éoliens Burnfoot, Longpark, Rusholme, Teesside, Royal Oak et Fairfield ;
 - Enfin en Turquie, pour 22,5 millions d'euros, avec la construction de Soma 1 et 2.
- La hausse des avances versées sur immobilisations représente près de 20 % d'augmentation de ce poste et relative aux acquisitions de turbines aux Etats-Unis pour les parcs éoliens de Lakefield et Hoosier pour 107,8 millions d'euros ; en France par EDF EN SA sur les projets canadiens pour 14 millions d'euros, sur les projets français pour 11,7 millions d'euros ; en Grèce pour 25,6 millions d'euros sur les parcs éoliens Trikorfo, Belecheri, Mousouron et Melissi ; en Turquie sur le projet Soma 1 pour 11,7 millions d'euros ; en Italie pour 35,5 millions d'euros, pour le projet éolien Vallata. L'augmentation des avances versées concerne aussi les acquisitions de panneaux photovoltaïques par le groupe ENR pour 12,7 millions d'euros et en Grèce pour le projet Xirokambi.
 - Le solde de l'augmentation du poste « Immobilisations en cours et avances sur immobilisations », soit près de 1,2 %, concerne l'activation en immobilisations des frais financiers intercalaires pour 13,9 millions d'euros.

Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

- Les mises en service, qui s'élèvent à (949,4) millions d'euros, correspondent à des installations éoliennes et solaires qui sont détaillées dans le poste « Installations techniques, matériel et outillage » pour (945,2) millions d'euros et à d'autres immobilisations corporelles pour (4,1) millions d'euros.
- Les entrées dans le périmètre de Greentech Monte Grighine pour 114,3 millions d'euros et de Bonorva pour 1,6 millions d'euros en Italie, ainsi que de Neuvy et Villars (projet Canton de Bonneval) pour 14,2 millions d'euros en France.

(3) Amortissement et perte de valeur

Les dépréciations des immobilisations corporelles représentent 0,9 millions d'euros au 31 décembre 2008 et 0,4 million d'euros au 31 décembre 2009.

13. Participations dans les entreprises associées

13.1 Détail des participations dans les entreprises associées

Sociétés	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2009 (1)	Quote part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2009	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2008 (1)	Quote part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2008
Alco group	25%	23 377	(1 460)	25%	20 286	(2 684)
C-Power	18%	5 770	(670)	21%	2 624	(36)
Jacques Giordano Industries	13%	1 710	(36)	13%	1 745	46
Eolica Do Centro	30%	1 989	871	30%	1 453	609
Batliboi	50%	422	28	50%	439	90
Photon Power technology	IG	-	-	10%	1 232	37
Photon Power industry	IG	-	-	10%	(267)	98
Silicium de Provence	NI	-	(139)	3%	801	(71)
Reetec	28%	1 183	403	28%	780	-
Autres	-	416	810	-	537	(45)
Total		34 867	(193)		29 630	(1 956)

13.2 Informations complémentaires sur les entreprises associées

Les informations suivantes sont données à 100 %, indépendamment de la quote-part de détention du Groupe. Elles concernent l'exercice clos le 31 décembre 2009.

(en milliers d'euros)	ACTIF	PASSIF (Hors Capitaux Propres)	CHIFFRE D'AFFAIRES	RESULTAT NET
Total	488 371	351 159	495 715	(1 757)

Le principal contributeur des entreprises associées est représenté par le groupe Alco (bioéthanol) dont l'acquisition de 25 % des titres a été effectuée en fin d'année 2007.

14. Actifs financiers

14.1 Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs

(en milliers d'euros)		31/12/2009			31/12/2008 retraité		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	Note 15	-	49 690	49 690	-	47 503	47 503
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	Note 16.1	6 646	5 118	11 764	34 723	268	34 991
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	Note 16.1	27 842	-	27 842	-	-	-
Juste valeur des dérivés de transaction	Note 16.1	-	680	680	-	45	45
Créances financières à court terme (4)	Note 21.6	232 234	-	232 234	175 562	-	175 562
Autres prêts et créances financières		465	49 361	49 826	616	43 226	43 842
Actifs financiers nets		267 187	104 849	372 036	210 901	91 042	301 943

Les créances et prêts financiers nets sont composés des dépôts et garantis donnés et des créances financières sur des sociétés en intégration proportionnelle, mises en équivalence, ou hors groupe, des créances liées à des biens donnés en crédit-bail, des comptes de trésorerie bloquée et des comptes de réserve de Debt Service Reserve Account (DSRA). Ces DSRA correspondent à de la trésorerie ou à des garanties données par un établissement de crédit qui sont gardées en réserve au cas où le projet ne générerait pas suffisamment de disponibilités pour rembourser les échéances court terme de la dette, correspondant généralement à l'équivalent de 6 mois de trésorerie dégagé par l'exploitation.

14.2 Garanties

Le détail des actifs financiers nantis ou donnés en garantie de passif se trouve dans la note 29 des engagements hors bilan.

14.3 Variation des actifs financiers

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Augmentations (1)	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2009
Actifs financiers disponibles à la vente (2)	47 503	2 788	(348)	1 709	(1 962)	49 690
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	34 991	1 797	(506)	(24 766)	248	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	27 842	-	27 842
Juste valeur des dérivés de transaction	45	-	-	635	-	680
Créances financières à court terme (3) (4)	175 562	166 557	(84 533)	-	(25 352)	232 234
Autres prêts et créances financières	43 842	1 223	(21 698)	-	26 459	49 826
Actifs financiers nets	301 943	172 365	(107 085)	5 420	(607)	372 036

(en milliers d'euros)	01/01/2008 retraité	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2008 retraité
Actifs financiers disponibles à la vente	5 443	44 869	(5 829)	2 300	720	47 503
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	20 348	-	(2 413)	21 277	(4 221)	34 991
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des dérivés de transaction	189	-	-	(144)	-	45
Créances financières à court terme (4)	95 821	96 467	(23 355)	-	6 629	175 562
Autres prêts et créances financières	27 081	16 518	(10 221)	-	10 464	43 842
Actifs financiers nets	148 882	157 854	(41 818)	23 433	13 592	301 943

(1) La colonne "Augmentations" est présentée nette des dotations aux provisions.

(2) Voir la Note 15 Actifs financiers disponibles à la vente.

(3) Les augmentations des prêts et créances financières au 31 décembre 2009 pour 167 millions d'euros sont notamment composées :

- de l'augmentation des créances vis-à-vis de sociétés italiennes, portugaises et anglaises intégrées proportionnellement, et vis-à-vis de tiers en France, en Espagne et en Grèce pour 108 millions d'euros ;
- de l'augmentation du compte de réserve (DSRA) pour la couverture de la dette pour 78 millions d'euros.
- et de la constitution d'une provision sur la créance financière de (18,8) millions d'euros vis-à-vis de Silicium de Provence.

Les engagements vis-à-vis de la société de Silicium de Provence (SilPro) dont les titres ont été déconsolidés à la valeur d'équivalence, sont limités aux montants en compte et ont été provisionnés à hauteur de 19,6 millions d'euros (créance pour 18,8 millions d'euros et titres pour 0,8 million d'euros).

SilPro avait pour objet la construction et l'exploitation d'une usine de silicium raffiné, destiné à l'industrie solaire photovoltaïque. Dans le contexte actuel de crise financière et de baisse de la demande de Silicium, la société SilPro a fait face à des difficultés importantes de financement, qui l'ont finalement contrainte à demander son placement en liquidation judiciaire.

(4) Changement de présentation :

Désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes et le compte de trésorerie bloquée sont présentés dans les créances financières à court terme et non plus dans la trésorerie. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

14.4 Actifs financiers par échéance

Au 31 décembre 2009

	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	49 690	49 690
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	6 646	5 118	-	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-	-	27 842
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	680	-	680
Créances financières à court terme	232 234	-	-	232 234
Prêts et créances financières	465	27 900	21 461	49 826
Total au 31/12/2009	267 187	33 698	71 151	372 036

Au 31 décembre 2008

(en milliers d'euros)	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	47 503	47 503
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	34 723	268	-	34 991
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	-
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	45	-	45
Créances financières à court terme	175 562	-	-	175 562
Prêts et créances financières	616	8 958	34 268	43 842
Total au 31/12/2008 (retraité)	210 901	9 271	81 771	301 943

15. Actifs financiers disponibles à la vente

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2009
Valeur brute	49 993	1 154	3 936	(406)	1 709	(3 116)	53 270
Pertes de valeur	(2 490)	-	(1 148)	58	-	-	(3 580)
Titres de participation des sociétés non consolidées	47 503	1 154	2 788	(348)	1 709	(3 116)	49 690

La définition des actifs financiers disponibles à la vente est donnée dans les principes et méthodes dans la note 3.11.

(en milliers d'euros)	01/01/2008 retraité	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2008 retraité
Valeur brute	5 660	3 287	46 831	(5 926)	2 300	(2 159)	49 993
Pertes de valeur	(217)	(405)	(1 962)	97	-	(3)	(2 490)
Titres de participation des sociétés non consolidées	5 443	2 882	44 869	(5 829)	2 300	(2 162)	47 503

Au cours de l'exercice 2009, le Groupe a fait l'acquisition de titres de participation dans diverses sociétés pour 3,9 millions d'euros (notamment des sociétés françaises pour 3,5 millions d'euros) et a également procédé à des cessions de titres pour 0,4 million d'euros.

Sur l'exercice 2008, la société a fait l'acquisition de titres de participation pour un montant total de 46,8 millions d'euros, dont notamment ceux de la société Nanosolar en dollars pour un équivalent de 31,9 millions d'euros à la date d'acquisition. Ces titres sont valorisés pour 34,2 millions d'euros au 31 décembre 2008 et pour 35,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 du fait de l'effet de change. Les variations de valeur de cette participation ont été comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe pour un montant de 2,3 millions d'euros en 2008 et de 1,7 millions d'euros en 2009.

16. Instruments financiers dérivés

Comme indiqué dans le chapitre sur la gestion du risque financier, le Groupe, acteur dans le secteur de l'énergie renouvelable opère dans un contexte international et notamment dans des zones hors euro (Etats-Unis, Royaume-Uni et Mexique). Il est de ce fait exposé au risque de taux et au risque de change sur les financements mis en place par les sociétés mères ainsi que sur ceux obtenus en monnaie locale. Le Groupe doit prévoir d'importants moyens de financements externes dans le cadre de la réalisation des projets.

Pour limiter et maîtriser les conséquences de ces risques, le Groupe a mis en place une politique de couverture par le biais de dérivés de couverture. Les swaps de taux variable / taux fixe sont les principaux instruments de cet engagement.

16.1 Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Instruments dérivés actifs		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	11 764	34 991
Dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-
Dérivés de transaction	680	45
Total instruments dérivés actifs	40 286	35 036
Instruments dérivés passifs		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	54 881	58 435
Dérivés de couverture de juste valeur	5 508	-
Dérivés de transaction	987	1 705
Total instruments dérivés passifs	61 376	60 140
Total instruments dérivés nets actif / (passif)	(21 090)	(25 104)

16.2 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Dérivés de couverture de taux d'intérêts

Afin de se couvrir contre la hausse des taux associée à son financement à taux variable, le Groupe a contracté des instruments de type swaps de taux (payeur fixe / receveur variable) et des options.

Les dérivés de couverture de taux d'intérêts s'analysent comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009		31/12/2008 retraité	
	Juste valeur	Nominal couvert	Juste valeur	Nominal couvert
Instruments de taux actif	5 118	277 996	268	58 637
Swap	4 435	187 996	195	51 926
Options	683	90 000	73	6 711
Instruments de taux passif	(54 830)	1 413 578	(55 033)	614 686
Swap	(53 695)	1 238 209	(55 033)	614 686
Options	(1 135)	175 369		
Instruments de couverture de taux actif / (passif)	(49 712)	1 691 574	(54 765)	673 323

Dérivés de couverture de change

Dérivés de couverture de juste valeur

Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

La variation de juste valeur de ces dérivés est comptabilisée en résultat pour un montant de 22,3 millions d'euros et se compense avec la perte de change comptabilisée sur les comptes courants en devise.

Dérivés de couverture de flux de trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2009			31/12/2008 retraité		
	EUR	USD	GBP	EUR	USD	GBP
Instruments de change actif	5 004	1 642	-	15 371	19 352	-
Options	1 813			2 605	2 451	
Achats à terme	3 191	1 642		12 766	16 901	
Instruments de change passif	(51)	-	-	(1 276)	(2 064)	(62)
Options				-	(622)	(62)
Achats à terme	(51)			(1 276)	(1 442)	
Instruments de couverture de change actif / (passif)	4 953	1 642	-	14 095	17 288	(62)

Afin de se couvrir contre une exposition au risque de change associée principalement aux achats de turbines effectués par les filiales américaines, canadiennes, mexicaines et britanniques, le Groupe a conclu des instruments dérivés.

Impacts des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2009, les impacts de dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à (15,2) millions d'euros.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2009 représente une charge de (0,4) million d'euros.

En 2008, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à (22,4) millions d'euros.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2008 représente un produit de 0,4 million d'euros.

Les flux contractuels associés aux swaps sont payés de façon simultanée aux flux contractuels des emprunts à taux variable et le montant différé en capitaux propres est reconnu en résultat sur la période où le flux d'intérêt de la dette impacte le résultat.

16.3 Dérivés de transaction

Cette rubrique comprend les instruments dérivés souscrits par le Groupe dans le cadre d'une politique de couverture des risques de change ou de taux, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au sens de la norme IAS 39.

En 2009, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de 0,8 million d'euros (avant effet d'impôts).

En 2008, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de (0,8) million d'euros (avant effet d'impôts).

17. Besoin en Fonds de Roulement

17.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

Au 31 décembre 2009 :

(en milliers d'euros)		Mouvements de l'exercice					31/12/2009
		01/01/2009	Variation du BFR	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Autres mouvements	
Stocks et en-cours	Note 17.2	279 292	307 200	4 920	(7 573)	371	584 210
Clients		301 687	60 237	3 965	(609)	8 734	374 014
Autres débiteurs courants	Note 17.3	319 581	(8 360)	10 533	4 904	(12 281)	314 377
Autres débiteurs non courants (1)		188 857	(3 521)	7 629	273	7 077	200 315
Eléments d'actif		1 089 417	355 556	27 047	(3 005)	3 901	1 472 916
Fournisseurs		218 019	9 545	3 727	1 991	(3 040)	230 242
Autres passifs courants	Note 17.4	377 847	(99 581)	10 536	7 107	10 741	306 650
Autres passifs non courants (1)		224 287	186 588	11 371	3 731	(24 152)	401 825
Eléments de passif		820 153	96 552	25 634	12 829	(16 451)	938 717
Retraitements des éléments suivants :							
- Actifs et passifs d'impôts exigibles		(3 617)	11 092	110	30	1 048	8 663
- Dettes et créances sur immobilisations		136 679	(77 256)	19 075	2 410	1 221	82 129
Total du besoin en fonds de roulement (2) (3)		(402 326)	(192 840)	(20 598)	13 394	(22 621)	(624 991)
Dont courant		(425 150)	(396 525)	(7 361)	9 967	4 147	(814 922)
Dont non courant		22 824	203 685	(13 237)	3 427	(26 768)	189 931

(1) Y compris les dettes et créances sur immobilisations

(2) Hors dettes et créances sur immobilisations et actifs et passifs d'impôts exigibles

(3) Le BFR ne comprend pas la variation des Impôts différés par soucis de cohérence avec le TFT. En effet les normes IFRS imposent de les traiter comme des éléments non monétaires.

Le solde du compte client connaît une augmentation de 72,3 millions d'euros entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009, essentiellement due aux projets en cours aux Etats-Unis.

Au 31 décembre 2008 :

(en milliers d'euros)		Mouvements de l'exercice					31/12/2008 retraité
		01/01/2008 retraité	Variation du BFR	Variations de périmètre	Ecart de conversion	Autres mouvements	
Stocks et en-cours	Note 17.2	128 331	98 696	50 659	(686)	2 292	279 292
Clients		110 769	124 793	67 177	(1 903)	851	301 687
Autres débiteurs courants	Note 17.3	189 061	113 016	9 838	(975)	8 641	319 581
Autres débiteurs non courants (1)		47 233	15 992	11 256	(1 621)	115 997	188 857
Eléments d'actif		475 394	352 497	138 930	(5 185)	127 781	1 089 417
Fournisseurs		55 037	135 686	27 356	(3 247)	3 187	218 019
Autres passifs courants	Note 17.4	271 033	38 448	75 477	(2 019)	(5 092)	377 847
Autres passifs non courants (1)		212 310	9 073	20 410	10 151	(27 657)	224 287
Eléments de passif		538 380	183 207	123 243	4 885	(29 562)	820 153
Retraitements des éléments suivants :							
- Actifs et passifs d'impôts exigibles		17 992	(22 468)	(403)	(1 382)	2 644	(3 617)
- Dettes et créances sur immobilisations		82 888	58 207	(4 482)	66	-	136 679
Total du besoin en fonds de roulement (2) (3)		(37 894)	(205 029)	(10 802)	11 386	(159 987)	(402 326)
Dont courant		(164 085)	(194 793)	(24 467)	(386)	(41 419)	(425 150)
Dont non courant		126 191	(10 236)	13 665	11 772	(118 568)	22 824

(1) Y compris les dettes et créances sur immobilisations

(2) Hors dettes et créances sur immobilisations et actifs et passifs d'impôts exigibles

(3) Le BFR ne comprend pas la variation des Impôts différés par soucis de cohérence avec le TFT. En effet les normes IFRS imposent de les traiter comme des éléments non monétaires.

Le solde du compte clients connaît une augmentation de 191,3 millions d'euros entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008, essentiellement due à la facturation des parcs de Puente de Genave, Ecija et San Martin de Pusa en Espagne, du parc Vaux de Roques en France et à l'entrée de périmètre du groupe EDF ENR.

17.2 Stocks et en cours

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Travaux en cours (1)	233 649	104 393
Matières premières et approvisionnements (2)	347 806	164 544
Produits finis	8 666	15 828
Stocks bruts	590 121	284 765
Provisions	(5 911)	(5 473)
Stocks nets	584 210	279 292

(1) Les travaux en cours correspondent pour l'essentiel à des coûts de développement et de construction de centrales énergétiques destinées à être vendues, traités selon la norme IAS 11 dès lors que ces coûts de construction correspondent à une activité future du contrat et pour lesquels les critères de reconnaissance du chiffre d'affaires ne sont pas atteints à la clôture sur la base de l'avancement à cette date.

La variation des travaux en cours, entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009, résulte essentiellement de la mise en place de nouveaux projets (Linden, Nobles) et de l'avancement des parcs français.

(2) Les matières premières et approvisionnements sont en augmentation entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009, du fait de l'achat de panneaux solaires dans le cadre du développement et de la commercialisation de parcs photovoltaïques chez EDF EN Développement et chez le Groupe Tenesol ainsi que de l'achat de turbines aux Etats-Unis dans le cadre de la réalisation de projets futurs.

17.3 Autres débiteurs

(en milliers d'euros)	31/12/2009		31/12/2008 retraité	
	courant	non courant	courant	non courant
Avances et acomptes versés (1)	80 379	-	175 139	-
Charges constatées d'avance	11 954	9 543	5 215	10 385
Actifs d'impôt exigibles	4 846	-	20 323	-
Autres créances (2)	217 198	190 772	118 904	178 472
Total	314 377	200 315	319 581	188 857

(1) Le poste Avances et acomptes versés est essentiellement constitué de paiements d'acomptes sur achats de turbines et de panneaux solaires destinés aux parcs de l'activité Développement Vente d'Actifs Structurés. La diminution des avances est essentiellement due aux avances sur les projets aux Etats-Unis.

(2) L'augmentation du poste autres créances provient essentiellement des « Incentive Tax Credit » aux Etats-Unis et à divers crédits de TVA en France et en Italie.

17.4 Autres passifs

(en milliers d'euros)	31/12/2009		31/12/2008 retraité	
	courant	non courant	courant	non courant
Avances et acomptes reçus	104 184	-	101 509	-
Dettes fiscales	34 031	411	38 649	395
Dettes sociales	25 540	735	18 917	528
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	71 436	11 578	124 491	12 606
Produits constatés d'avance (1)	33 999	167 104	56 312	90 090
Autres dettes (1)	23 951	221 997	21 263	120 668
Autres créditeurs	293 141	401 825	361 141	224 287
Passifs d'impôts exigibles	13 509		16 706	
Total	306 650	401 825	377 847	224 287

(1) L'évolution des produits constatés d'avance et des autres dettes provient essentiellement des investissements dans les partenariats aux Etats-Unis, notamment sur les « Incentive Tax Credit » et les « Production Tax Credit ».

18. Trésorerie et équivalents de trésorerie

Trésorerie nette à l'ouverture

(en milliers d'euros)	01/01/2009	01/01/2008 retraité
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan (1)	584 185	324 794
Trésorerie et équivalents de trésorerie	584 185	324 794
Découverts bancaires (1)	(138 429)	(34 707)
Trésorerie nette à l'ouverture au TFT	445 756	290 087

Trésorerie nette à la clôture

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan (1)	466 285	584 185
Trésorerie et équivalents de trésorerie	466 285	584 185
Découverts bancaires	(34 925)	(138 429)
Trésorerie nette à la clôture au TFT	431 360	445 756

(1) Changement de présentation : désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes sont présentés dans les prêts et créances financières et non plus dans la trésorerie bloquée. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

19. Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Cette rubrique recense les actifs et passifs détenus en vue de la vente définis selon la norme IFRS 5.

Au 31 décembre 2009, aucun groupe d'actifs et de passifs n'a été identifié comme devant être classé en « actifs détenus en vue de la vente ».

20. Capitaux propres

20.1 Capital social

(en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 31 décembre 2007	62 054 734	1,6	99 287 574
Augmentation de capital du 18 septembre 2008	15 513 682	1,6	24 821 892
Capital social au 31 décembre 2008	77 568 416	1,6	124 109 466
Capital social au 31 décembre 2009	77 568 416	1,6	124 109 466

Aucun changement n'est intervenu cette année sur le capital social.

20.2 Actions propres

Dans le cadre du programme de rachat d'actions qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité selon les dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), au cours de l'exercice 2009, 1 217 920 actions ont été achetées, pour un montant de 39.5 millions d'euros et 1 327 002 actions ont été vendues pour un montant de 43 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, le Groupe détient 220 289 actions propres, dont 84 655 dans le cadre du contrat de liquidité et 135 634 afin de couvrir les différents plans d'actions gratuites mis en place par le Groupe en 2008 et 2009, pour une valeur totale de 7,1 millions d'euros.

20.3 Distribution de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 27 mai 2009 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 20,9 millions d'euros correspondant à 0,27 euro par action, mis en paiement le 15 juin 2009.

Au jour de la mise en paiement, le nombre d'actions propres détenues par EDF EN s'élevait à 135 023 sur un total de 77 568 416 actions. Le dividende correspondant à ces actions propres est égal à 36 456,21 euros. Ce montant a été affecté à la réserve ordinaire.

21. Passifs financiers

21.1 Répartition courant / non courant

La répartition entre les passifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2009			31/12/2008 retraité		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Total non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédits (1) (3)	1 174 225	1 193 287	2 367 512	917 114	770 431	1 687 545
Autres dettes financières (2)	101 438	911 150	1 012 588	45 933	176 559	222 492
Découverts bancaires	34 924	-	34 924	138 429	-	138 429
Juste valeur des dérivés de couverture	51	54 830	54 881	3 403	55 032	58 435
Juste valeur des dérivés de juste valeur	5 508	-	5 508	-	-	-
Juste valeur des dérivés de transaction	(37)	1 025	988	60	1 645	1 705
Passifs financiers	1 316 109	2 160 292	3 476 401	1 104 939	1 003 667	2 108 606

(1) y compris les intérêts courus pour 3,9 millions d'euros en 2008 et 4,5 millions d'euros en 2009.

(2) y compris les crédits bails pour 55,6 millions d'euros en 2008 et 65,6 millions d'euros en 2009 et dont 640 millions d'euros de ligne de crédit EDF.

(3) y compris le retraitement des frais de mise en place d'emprunt pour (28,4) millions d'euros en 2008 et (37,3) millions d'euros en 2009.

21.2 Echancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable

Au 31 décembre 2009

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des Etablissements de crédit (1)	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	1 174 225	101 438	1 275 663
Entre un et cinq ans	340 796	762 648	1 103 444
A plus de cinq ans	852 491	148 502	1 000 993
Total au 31/12/2009	2 367 512	1 012 588	3 380 100

(1) y compris les intérêts courus pour 4,5 millions d'euros (classés en moins d'un an)

A fin 2009, les dettes à moins d'un an comprennent les financements de projet en place, les lignes de crédit corporate utilisées, des prêts relais en attente de mise en place de financement de projet et d'autres dettes financières telles que les dettes constatées dans le cadre de rachats futurs d'intérêts minoritaires.

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens et les centrales solaires photovoltaïques, implique un recours important à l'endettement, principalement dans le cadre de « financements de projets ». Par financement de projet, on entend tout endettement lié à un contrat. Chaque contrat est logé dans la structure qui va exploiter le projet correspondant. Il revêt essentiellement la forme d'un emprunt long terme (de 12 à 18 ans en moyenne) amortissable en fonction notamment des conditions de production (conditions de vent et d'ensoleillement) sans recours (ou à recours limité) vis-à-vis d'EDF EN SA car seuls les actifs du projet financé sont garantis. Les contrats sont essentiellement conclus avec les principaux établissements de crédit de premier plan.

Ainsi, les financements de projets sont constitués des emprunts auprès des établissements de crédit, des dettes financières de crédit-bail ; retraités des emprunts du groupe ENR et de l'utilisation des lignes de crédit (hors découverts bancaires).

Les autres dettes financières sont composées des dépôts et garantis reçus, des engagements de rachats de minoritaires, des compléments de prix, de l'emprunt EDF, ainsi que des dettes financières de crédit-bail.

Au 31 décembre 2008

<i>(en milliers d'euros)</i>	Emprunts auprès des Etablissements de crédit (1)	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	917 114	45 933	963 047
Entre un et cinq ans	207 735	90 914	298 649
A plus de cinq ans	562 696	85 645	648 341
Total au 31/12/2008 (retraité)	1 687 545	222 492	1 910 037

(1) y compris les intérêts courus pour 3,9 millions d'euros (classés en moins d'un an).

21.3 Variation des emprunts et dettes financières

<i>(en milliers d'euros)</i>	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total
01/01/2008 retraité	931 207	155 941	1 087 148
Augmentations (1)	2 435 969	57 540	2 493 509
Diminutions (2)	(1 682 854)	(12 791)	(1 695 645)
Mouvements de périmètre	17 313	25 384	42 697
Ecart de conversion	(7 064)	(3 916)	(10 980)
Autres	(7 026)	334	(6 692)
31/12/2008 retraité	1 687 545	222 492	1 910 037
Augmentations (3)	1 383 058	891 938	2 274 996
Diminutions (4)	(698 436)	(205 625)	(904 061)
Mouvements de périmètre	(166)	97 753	97 587
Ecart de conversion	630	925	1 555
Autres	(5 119)	5 105	(14)
31/12/2009	2 367 512	1 012 588	3 380 100

(1) y compris intérêts courus pour 13,6 M€

(2) y compris intérêts courus pour (14,3) M€

(3) y compris intérêts courus pour 4,7 M€

(4) y compris intérêts courus pour (4,3) M€

21.4 Analyse des emprunts et dettes financières par pays

Au 31 décembre 2009

L'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante au 31 décembre 2009 :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'une couverture
Allemagne	684	-	684	684	-	152	532	-	-
Belgique	194	7.263	7.457	7.457	-	968	3.228	3.261	-
Bulgarie	1.851	1.622	3.473	1.608	1.865	1.436	2.037	-	-
Canada	32.823	-	32.823	-	32.823	34.257	(1.434)	-	-
Espagne	3.691	3.467	7.158	3.520	3.638	756	2.637	3.765	14.010
France (1)	1.152.024	760.995	1.913.019	137.946	1.775.073	900.032	792.699	220.288	841.019
Grèce	181.251	36.760	218.011	(301)	218.312	90.899	56.111	71.001	84.382
Italie	193.433	51.048	244.481	3.270	241.211	123.990	48.730	71.761	157.752
Portugal	326.010	4.488	330.498	40.308	290.190	21.135	88.879	220.484	188.315
Royaume Uni	51.998	46.239	98.237	430	97.807	52.724	24.087	21.426	47.621
Turquie	48.080	5.105	53.185	49.028	4.157	32.657	15.990	4.538	-
Etats Unis	375.473	95.601	471.074	105.495	365.579	16.657	69.948	384.469	358.474
TOTAL	2.367.512	1.012.588	3.380.100	349.445	3.030.655	1.275.663	1.103.444	1.000.993	1.691.573
Découverts bancaires			34.924		34.924	34.924			
TOTAL			3.415.024	349.445	3.065.579	1.310.587	1.103.444	1.000.993	1.691.573

(1) y compris groupe ENR pour 46,9 millions d'euros à fin 2008 et 94,4 millions d'euros à fin 2009.

Au 31 décembre 2008 retraité

L'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante au 31 décembre 2008 :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'une couverture
Allemagne	890	-	890	890	-	206	608	76	-
Belgique	571	4.282	4.853	4.853	-	994	1.938	1.921	-
Bulgarie	3.280	20	3.300	-	3.300	1.436	1.864	-	-
Danemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Espagne	4.360	4.780	9.140	3.218	5.922	2.255	2.602	4.283	16.487
France (1)	820.687	78.821	899.508	93.168	806.340	630.156	112.998	156.354	157.210
Grèce	131.139	48.023	179.162	-	179.162	51.892	43.758	83.512	76.549
Italie	106.515	6.035	112.550	1.025	111.525	72.912	27.369	12.269	35.971
Mexique	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Portugal	289.893	6.757	296.650	43.532	253.118	15.357	64.529	216.764	243.056
Royaume Uni	54.194	21.174	75.368	1.462	73.906	25.936	22.415	27.017	42.582
Turquie	9.965	-	9.965	9.965	-	627	3.797	5.541	-
Etats Unis	266.051	52.600	318.651	53.241	265.410	161.276	16.771	140.604	101.468
TOTAL	1.687.545	222.492	1.910.037	211.354	1.698.683	963.047	298.649	648.341	673.323
Découverts bancaires			138.429		138.429	138.429			
TOTAL			2.048.466	211.354	1.837.112	1.101.476	298.649	648.341	673.323

(1) y compris groupe ENR pour 46,9 millions d'euros à fin 2008 et 94,4 millions d'euros à fin 2009.

Au 31 décembre 2009, les dettes à taux fixe après couverture représentent 60 % du total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive).

Au 31 décembre 2008, les dettes à taux fixe après couverture représentaient 46 % du total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive).

Comme indiqué en note 21.2, les dettes à moins d'un an sont, pour l'essentiel, utilisées pour financer les projets, dans l'attente de la mise en place de financements long terme.

21.5 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
En euro (EUR)	2 777 983	1 194 255
En dollar américain (USD)	471 074	597 261
En livre britannique (GBP)	98 238	118 501
En dollar canadien (CAD)	32 823	-
En autres devises	(18)	20
Total	3 380 100	1 910 037

Les emprunts libellés en "autres devises" sont principalement libellés en nouvelle livre turque (TRL).

Auparavant, chaque créance en devises était adossée à un passif dans la même devise. Désormais, les créances financières de la holding libellées en devises sont couvertes par des instruments dérivés et non plus par des passifs en devises.

21.6 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués des créances financières à court terme, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

<i>(en milliers d'euros)</i>		31/12/2009	31/12/2008 retraité
Emprunts et dettes financières	Note 21.1	3 380 100	1 910 037
Découverts bancaires	Note 21.1	34 924	138 429
Juste valeur des dérivés passifs	Note 16.1	61 376	60 140
Juste valeur des dérivés actifs	Note 16.1	(40 286)	(35 036)
Créances financières à court terme (nettes de provision)	Note 14.1	(232 234)	(175 561)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	Note 18	(466 285)	(584 185)
Endettement financier net		2 737 595	1 313 824

Les justes valeurs de dérivés concernent des dérivés de taux et de change (cf. Note 16).

22. Gestion des risques financiers

22.1 Risque de taux

- Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets). Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swap de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces swaps permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme.

- Financement Corporate

Dans le cadre de ses financements Corporate, le Groupe dispose de lignes de crédit conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de swap de taux et d'options « vanilles ».

- Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes Corporate amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2009 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 60 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009			31/12/2008 retraité		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
A taux fixe	349 445	1 691 573	2 041 018	211 354	673 323	884 677
A taux variable	3 030 655	(1 691 573)	1 339 082	1 698 683	(673 323)	1 025 360
Total	3 380 100	-	3 380 100	1 910 037	-	1 910 037

Tests de sensibilité

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008, des tests de sensibilité ont été réalisés, montrant l'impact estimé sur le compte de résultat et sur les capitaux propres d'une variation de +/- 50 points de base des taux d'intérêt en 2009, compte tenu de la faiblesse des taux, et de +/- 100 points de base pour 2008.

<i>(en milliers d'euros)</i>	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+0,5%	-0,5%	+0,5%	-0,5%
31 décembre 2009	(385)	608	35 322	(37 896)
	+1%	-1%	+1%	-1%
31 décembre 2008 retraité	(4 042)	4 013	20 445	(48 479)

22.2 Risque de change

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2009 sur le dollar, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

Le risque de change lié au bilan

- du fait de la détention de filiales aux Etats-Unis et au Royaume-Uni, le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2009 est faible (variation négative de 23 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2009) et à mettre en regard d'un montant de 1 572 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.
- Tous les financements de projets sont conclus dans la devise domestique du pays concerné. Ainsi, l'actif et le financement correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée.
- Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

Le risque de change lié aux achats de matériels

Ce risque résulte de l'achat de matériel dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines et britanniques du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques pour un montant moins significatif.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.

Ventilation des actifs et passifs par devise

Au 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUR	GBP	USD	Autres	TOTAL
Actifs	4 157 078	253 954	1 413 769	300 316	6 125 117
Passifs	3 468 062	60 487	870 251	153 849	4 552 649
Position nette avant gestion	689 016	193 467	543 518	146 467	1 572 468
Effet gestion	(22 334)	(1 548)	27 841	(3 959)	-
Position nette après gestion	666 682	191 919	571 359	142 508	1 572 468

Au 31 décembre 2008 (retraité)

<i>(en milliers d'euros)</i>	EUR	GBP	USD	Autres	TOTAL
Actifs	3 156 462	188 724	1 064 606	103 332	4 513 124
Passifs	1 791 878	159 514	1 054 758	32 916	3 039 066
Position nette avant gestion	1 364 584	29 210	9 848	70 416	1 474 058
Effet gestion	-	-	-	-	-
Position nette après gestion	1 364 584	29 210	9 848	70 416	1 474 058

Tests de sensibilité

Pour couvrir notamment ses achats futurs d'actifs en devises, le Groupe a recours à des contrats à terme et à des options. Les tests de sensibilité réalisés sur ces instruments au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008 montrent qu'une variation de +/- 10 % des cours de change aurait les impacts suivants sur le compte de résultat et sur les capitaux propres :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+10%	-10%	+10%	-10%
31 décembre 2009	(95 169)	52 540	1 851	(13 452)
31 décembre 2008	1 210	215	27 141	(30 707)

22.3 Risque de liquidité

Risque de liquidité lié au financement des projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation, le cas échéant, de « prêt relais » durant la période de construction (projets de taille conséquente).

Le Groupe estime que, même si les conditions financières se sont améliorées au cours de l'année 2009 sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière, l'allongement des délais dans la finalisation des dossiers de financement de ses projets constaté en 2008 s'est accentué en 2009. Le Groupe ne perçoit pas non plus de signes tangibles de réduction des délais nécessaires pour mettre en place des financements de projet.

L'activité DVAS dans le contexte actuel de crise a subi un ralentissement en 2009 en comparaison avec l'année record de 2008. Le Groupe constate que les acheteurs – essentiellement des compagnies électriques ou des fonds d'investissements – restent confrontés à des difficultés pour obtenir le financement bancaire nécessaire pour réaliser la transaction, et que de plus en plus, les acheteurs demandent des délais de règlement pour leur permettre de mettre en place leurs financements. Par ailleurs, le Groupe constate, en particulier aux Etats-Unis, une tendance de la part des compagnies électriques à chercher à réduire leurs acomptes de paiement, ce qui est de nature à avoir un impact sur le besoin en fonds de roulement du Groupe.

La quasi-totalité des financements de projet prévoient des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

- Lignes de crédits

Le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de ventes d'actifs solaires et éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours. Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2009, de lignes de crédits corporate et de découverts bancaires d'un montant total de 1 566 millions d'euros. Ces montants incluent une ligne de crédit de 640 millions d'euros conclue avec le groupe EDF qui est susceptible d'être augmentée en cas de besoin.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants. Comme les tirages de ces lignes ont une échéance inférieure à un an le Groupe classe ces lignes en passifs financiers courants.

Les financements Corporate conclus hors du groupe contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/ Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal de dettes.

- Excédents de trésorerie

Le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2009, le Groupe dispose d'une trésorerie de 431 millions d'euros.

Lignes de crédit au 31 décembre 2009

<i>(en millions d'euros)</i>		Montant	Utilisation	Non utilisation
Ligne moyen terme				
- échéance 2010		130	130	-
- échéance 2011		225	225	-
- échéance 2012		670	670	-
- échéance 2013		220	220	-
- échéance 2014		100	100	-
	Total	1 345	1 345	0
Lignes 364 jours renouvelables (1)				
- échéance 2010		108	108	-
Découverts bancaires		113	35	78
TOTAL		1 566	1 488	78

(1) Ligne de crédit adossée à de la trésorerie

Lignes de crédit au 31 décembre 2008

<i>(en millions d'euros)</i>		Montant	Utilisation	Non utilisation
Ligne moyen terme				
- échéance 2009		60	57	3
- échéance 2010		100	98	2
- échéance 2012		670	115	555
- échéance 2013		220	204	16
	Total	1 050	474	576
Découverts bancaires		140	138	2
TOTAL		1 190	612	578

Echéancier des passifs financiers sur la base des flux de trésorerie contractuels

Cet échéancier est établi sur la base des flux de trésorerie contractuels, non actualisés, qui peuvent être différents des montants inscrits au bilan au 31 décembre 2009.

Il prend en compte le financement des dépenses prévisionnelles des parcs en construction dans le cas où le financement de projet, d'ores et déjà conclu, intègre la période de construction. Les montants empruntés sont donc croissants jusqu'aux mises en exploitation des parcs, lesquelles sont prévues pour certains projets postérieurement au 31 décembre 2009.

Le tableau suivant présente, dans la colonne des flux de trésorerie à moins d'un an, la part des remboursements à court terme diminuée des tirages contractuels attendus.

<i>(en milliers d'euros)</i>	Valeur nette comptable			Flux de trésorerie contractuels			
	Courant	Non courant	Total	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	1.174.225	1.193.287	2.367.512	1.029.857	598.614	1.248.214	2.876.685
Autres dettes financières	101.438	911.150	1.012.588	102.448	765.777	151.824	1.020.049
Découverts bancaires	34.924	-	34.924	34.924	-	-	34.924
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passifs-actifs)	-	49.712	49.712	30.338	14.340	(34.912)	9.766
Instruments de dérivés de change	5.559	-	5.559	5.559	-	-	5.559
Instruments de dérivés de transaction	987	-	987	987	-	-	987
Dettes fournisseurs	230.242	-	230.242	230.242	-	-	230.242
Autres créiteurs (1)	199.571	-	199.571	199.571	-	-	199.571

(1) Sont inclus en autres créiteurs dans le tableau du risque de liquidité : les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes courantes (voir Note 17.4).

22.4 Risque de crédit

Selon la norme IFRS 7, le risque de crédit représente le risque de perte financière pour le Groupe dans le cas où un client ou une contrepartie à un instrument financier viendrait à manquer à ses obligations contractuelles.

Le Groupe a poursuivi en 2009 le développement et la mise en œuvre d'une politique de quantification et de gestion du risque de contrepartie. Cette politique de gestion, centralisée au siège pour l'ensemble des entités du Groupe, s'articule autour de quatre axes majeurs : le risque d'impayé, le risque de non-exécution des engagements contractuels d'un tiers envers le Groupe, le risque lié aux assurances et enfin le risque lié à la trésorerie et aux financements.

Dans le cadre de sa maîtrise du risque d'impayé, le Groupe veille à ne travailler qu'avec des acteurs d'envergure du marché de l'énergie (Utilities aux Etats-Unis, EDP au Portugal, etc.). Dans le cadre plus spécifique du DVAS, le Groupe veille également à ne pas créer ni entretenir de dépendance vis-à-vis de l'un de ses clients. Ces stratégies lui permettent aujourd'hui d'identifier et de gérer au mieux l'exposition inhérente à ces activités.

Au regard des fondamentaux du marché, la diversification des sources d'approvisionnement est considérée comme une des priorités du Groupe. Ce processus de contractualisation en direction d'acteurs de référence, déjà entamé en 2007, lui permet de sécuriser ses approvisionnements dans un contexte de forte demande.

Conscient que les risques liés aux assurances et aux instruments de financement constituent aujourd'hui une large part de son exposition aux risques de contrepartie, et dans la continuité des dispositions établies dans sa politique de gestion, le Groupe s'engage à ne faire appel qu'à des institutions de premier plan dans l'exercice de ses activités.

La valeur comptable des actifs financiers représente l'exposition maximale au risque de crédit.

L'exposition maximale au risque de crédit est de 1 510 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il représente la valeur comptable des actifs présentés dans la note 23.

Les créances financières que détient le Groupe sont principalement constituées de créances vis-à-vis de sociétés consolidées en intégration proportionnelle et qui développent des parcs éoliens ou vis-à-vis de sociétés non consolidées. Dans le premier cas, ces créances sont sans risque car elles financent le développement des actifs et leur construction le temps de la mise en place du financement de projet et le Groupe dispose dans la quasi-totalité des cas de nantissement sur les actifs et sur les titres des sociétés de projet. En ce qui concerne les créances vis-à-vis de sociétés non consolidées, le Groupe finance des projets de développement innovants pour lesquels les engagements financiers restent cohérents avec les fonds propres et les résultats du groupe en terme d'impact. De plus par le choix de partenaires sérieux, comme par exemple le CEA ou Photowatt, ainsi que par un suivi rigoureux et fréquent des dépenses engagées pour ces programmes, le contrôle de leur avancement et de leur rentabilité, le Groupe limite son risque de crédit. Il est en mesure de mettre rapidement un terme à ces investissements lorsque les critères de rentabilité ou de processus ne sont pas satisfaisants.

23. Information sur la juste valeur des instruments financiers

Le tableau suivant indique la juste valeur des actifs et passifs financiers, ainsi que leur valeur comptable au bilan.

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009		31/12/2008 retraité	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
ACTIF				
Actifs financiers disponibles à la vente	49 690	49 690	47 503	47 503
Juste valeur positive des dérivés de couverture	39 606	39 606	34 991	34 991
Juste valeur positive des dérivés de transaction	680	680	45	45
Actifs au coût amorti	1 419 936	1 419 936	1 399 319	1 399 319
<i>Prêts et créances financières</i>	<i>282 060</i>	<i>282 060</i>	<i>219 404</i>	<i>219 404</i>
<i>Créances clients</i>	<i>374 014</i>	<i>374 014</i>	<i>301 687</i>	<i>301 687</i>
<i>Autres débiteurs (1)</i>	<i>297 577</i>	<i>297 577</i>	<i>294 043</i>	<i>294 043</i>
<i>Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan (3)</i>	<i>466 285</i>	<i>466 285</i>	<i>584 185</i>	<i>584 185</i>
PASSIF				
Passifs au coût amorti	3 844 838	3 848 137	2 513 748	2 531 477
<i>Emprunts et dettes financières</i>	<i>3 380 100</i>	<i>3 383 399</i>	<i>1 910 037</i>	<i>1 927 766</i>
<i>A taux variable</i>	<i>3 030 655</i>	<i>3 030 655</i>	<i>1 698 683</i>	<i>1 698 683</i>
<i>A taux fixe</i>	<i>349 445</i>	<i>352 744</i>	<i>211 354</i>	<i>229 083</i>
<i>Dettes fournisseurs</i>	<i>230 242</i>	<i>230 242</i>	<i>218 019</i>	<i>218 019</i>
<i>Autres créditeurs (2)</i>	<i>199 571</i>	<i>199 571</i>	<i>247 263</i>	<i>247 263</i>
<i>Découverts bancaires</i>	<i>34 925</i>	<i>34 925</i>	<i>138 429</i>	<i>138 429</i>
Juste valeur négative des dérivés de couverture	60 389	60 389	58 435	58 435
Juste valeur négative des dérivés de transaction	987	987	1 705	1 705

(1) Les autres débiteurs comprennent les avances et acomptes versées et les autres créances (voir Note 17.3)

(2) Les autres créditeurs comprennent les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes (voir Note 17.4)

(3) **Changement de présentation :**

Désormais, les comptes de réserves (DSRA) pour la couverture de dettes sont présentés dans les prêts et créances financières et non plus dans la trésorerie bloquée. L'impact de ce changement est de 45,2 millions d'euros à l'ouverture 2008 et de 49,3 millions d'euros à fin 2008.

Hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre 2009

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivante :

- Niveau 1 : instruments financiers faisant l'objet de cotation sur un marché actif ;
- Niveau 2 : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- Niveau 3 : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

en milliers d'euros	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs financiers disponibles à la vente (1)	828		
Dérivés de couverture actifs		39 606	
Dérivés de transaction actifs		680	
Total actif	828	40 286	-
Dérivés de couverture passifs		60 389	
Dérivés de transaction passifs		987	
Total passif	-	61 376	-
Total juste valeur	828	(21 090)	-

(1) La ligne « Actifs financiers disponibles à la vente » n'intègre pas les titres de sociétés non cotées et comptabilisés au coût.

24. Impôts différés

24.1 Ventilation des impôts différés par nature

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Impôts différés actifs		
Subventions	785	1 445
Elimination d'opérations internes	41 552	16 803
Déficits reportables	109 638	70 762
Compensation impôts différés actifs / passifs	(163 592)	(81 097)
Autres	61 501	32 389
Total des Impôts différés actifs	49 884	40 302
Impôts différés passifs		
Retraitement d'amortissement (y compris amortissement dérogatoire	(180 529)	(109 197)
Ecart d'évaluation	(30 225)	(23 710)
Compensation impôts différés actifs / passifs	163 592	81 097
Autres	(64 148)	(42 771)
Total des Impôts différés passifs	(111 310)	(94 581)
Impôts différés nets	(61 426)	(54 279)

Au 31 décembre 2009, le montant cumulé des impôts différés actifs non reconnus s'élève à 9,6 millions d'euros dont 3,2 millions d'euros pour l'exercice 2009.

24.2 Échéances des impôts différés

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actifs d'impôts différés	49 884	40 302
- recouvrables à plus de 12 mois	49 884	40 302
Passifs d'impôts différés	111 310	94 581
- recouvrables à plus de 12 mois	111 310	94 581

24.3 Variation de l'impôt différé

<i>(en milliers d'euros)</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Impôts différés nets
Situation au 1er décembre 2008 (retraité)	16 745	53 625	(36 880)
Variation des bases	28 143	64 537	(36 394)
Variation de périmètre	3 151	2 158	993
Ecart de conversion	(233)	(811)	578
Incidence sur les réserves de l'exercice	18 092	896	17 196
Affectation de goodwill	-	-	-
Autres	(39)	(267)	228
Compensation IDA/IDP	(25 557)	(25 557)	-
Situation au 31 décembre 2008 (retraité)	40 302	94 581	(54 279)
Variation des bases	91 734	96 129	(4 395)
Variation de périmètre	2 381	1 060	1 321
Ecart de conversion	395	481	(86)
Incidence sur les réserves de l'exercice	(2 433)	(5 393)	2 960
Affectation de goodwill	-	9 659	(9 659)
Autres	-	(2 712)	2 712
Compensation IDA/IDP	(82 495)	(82 495)	-
Situation au 31 décembre 2009	49 884	111 310	(61 426)

24.4 Preuve d'impôt

<i>(en milliers d'euros)</i>	2009	2008 retraité
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	126 110	117 911
Pertes de valeur des écarts d'acquisition	697	-
Résultat avant impôts des sociétés intégrées et pertes de valeur des écarts d'acquisition	126 807	117 911
Taux d'imposition du groupe	34,43%	34,43%
Charge théorique d'impôt	(43 660)	(40 597)
Différences de taux d'imposition	(743)	(1 636)
Différences permanentes	(9 683)	(2 335)
Impôts sans base	(12 425)	449
Autres (1)	581	945
Charge réelle d'impôt	(21 390)	(38 020)

(1) Dont actifs d'impôts différés non reconnus

Considérant un résultat avant impôts de 126,1 millions d'euros à fin décembre 2009, le taux effectif d'imposition est de 16,96 %.

L'écart par rapport au taux normal d'imposition en France de 34,43 % pour l'exercice 2009 s'explique principalement par :

- les effets de minoration suivants :
 - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables, avec notamment la comptabilisation d'un badwill non fiscalisé sur le projet Monte Grighine dans le cadre du partenariat conclu avec Greentech Energy Systems A/S, ou la réalisation en France de plus-values de cessions de titres de participation à un taux d'environ 1,72% ;
 - Un crédit d'impôt exceptionnel en Italie du fait de l'adoption du dispositif fiscal temporaire « Tremonti-ter » d'aide à l'investissement dont a bénéficié le projet éolien Bonorva ;
 - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume Uni, l'Italie, le Portugal, la Turquie et la Bulgarie) ;
 - l'utilisation aux Etats-Unis des crédits d'impôts (PTC et ITC) de l'exercice et de ceux accumulés au titre des exercices précédents, dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens ;
 - l'activation de déficits jusqu'alors non reconnus ;
 - des crédits d'impôt recherche.
- les effets de majoration suivants :
 - la non déductibilité permanente de certaines charges ;
 - la non reconnaissance de certains déficits principalement en Grèce.

25. Provisions

(en milliers d'euros)	31/12/2009			31/12/2008 retraité		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages du personnel	-	2 207	2 207	-	1 475	1 475
Autres provisions :						
Provisions pour risques liés aux participations	-	5	5	-	5	5
Provisions pour litiges	1 400	445	1 845	894	481	1 375
Provisions pour déconstruction	-	1 338	1 338	-	1 284	1 284
Provisions pour garanties	-	8 951	8 951	-	8 972	8 972
Autres	4 856	7 019	11 875	-	2 615	2 615
Total	6 256	19 965	26 221	894	14 832	15 726

(en milliers d'euros)	Provisions pour avantages du personnel	Provisions pour risques liés aux participations	Provisions pour litiges	Provisions pour déconstruction	Provisions pour garanties	Autres	Total
Provisions au 01/01/2008 retraité	140	5 400	-	1 238	-	2 037	8 815
Variation de périmètre	1 315	27	341	-	8 863	1 592	12 138
Provisions utilisées	(44)	-	(173)	-	(1 407)	(2 462)	(4 086)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	(5 388)	-	-	-	-	(5 388)
Dotations	64	-	1 207	-	1 298	1 426	3 995
Ecart de conversion	-	-	-	(5)	-	12	7
Autres	-	(34)	-	51	218	10	245
Provisions au 31/12/2008 retraité	1 475	5	1 375	1 284	8 972	2 615	15 726
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	21	21
Provisions utilisées	(19)	-	(986)	-	(1 674)	(881)	(3 560)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	(57)	-	-	-	(164)	(221)
Dotations	722	-	1 471	-	1 653	10 048	13 894
Ecart de conversion	-	-	(15)	2	-	220	207
Autres	29	57	-	52	-	16	154
Provisions au 31/12/2009	2 207	5	1 845	1 338	8 951	11 875	26 221

Le solde de 26,2 millions d'euros à fin décembre 2009 correspond essentiellement aux éléments suivants :

- 9 millions d'euros de provisions pour garanties dont 8,2 millions d'euros au titre de l'obligation de renouvellement de batteries et autres obligations dans le cadre des projets de défiscalisation solaires provenant du Groupe Tenesol ;
- 1,3 million d'euros de provisions pour déconstruction qui ont évolué essentiellement du fait de l'ajustement temporel des valeurs actualisées ;
- 2,2 millions d'euros de provisions pour avantages au personnel. Ce montant correspond exclusivement aux engagements de départ en retraite (dont 1,2 million d'euros de provisions pour retraites chez Supra) ;
- 1,8 million d'euros de provisions pour litiges (dont 1 million d'euros concernent des litiges clients chez les filiales du groupe EDF-ENR et 0,5 million d'euros aux Etats-Unis) ;
- 11,9 millions d'euros d'autres provisions qui s'expliquent principalement par des provisions pour risques concernant la réalisation de certains projets en France pour 4,1 millions d'euros, et en Grèce pour 4,3 millions d'euros et diverses provisions pour risques chez Tenesol pour 2,3 millions d'euros.

Les variations de la période s'expliquent essentiellement par les éléments suivants :

- des dotations pour 13,9 millions d'euros composées, entre autres, de dotations aux provisions pour risques concernant la réalisation de certains projets en France pour 4,1 millions d'euros, et en Grèce pour 4,3 millions d'euros ; de diverses dotations pour risques chez Tenesol pour 1 million d'euros, de dotations aux provisions pour litiges chez les filiales du groupe EDF-ENR pour 1,1 million d'euros ainsi que de dotations aux provisions pour garanties dans les comptes du Groupe Tenesol pour 1,6 million d'euros ;
- des reprises pour (3,5) millions d'euros dues notamment à l'utilisation de provisions pour litiges chez les filiales du groupe EDF-ENR pour (0,7) million d'euros, de provisions pour garanties pour (1,4) million d'euros et de diverses reprises de provisions pour risques pour (1,1) million d'euros chez Tenesol.

26. Provisions pour avantages au personnel

26.1 Descriptif des hypothèses actuarielles utilisées

Une évaluation actuarielle des engagements a été effectuée sur les principales sociétés concernées. Les calculs intègrent des probabilités de rotation du personnel, de mortalité et des estimations d'évolution des salaires. Les taux d'actualisation et d'inflation sont les suivants :

	31/12/2009
Taux d'actualisation	5,50%
Taux d'inflation	2%

26.2 Evolution des engagements

(en milliers d'euros)	Indemnités de départ en retraite	Gratifications d'ancienneté	TOTAL
Provision au 31/12/2008	1 396	79	1 475
Variation de périmètre	29		29
Coût des services	674		674
Charge d'intérêt	29		29
Montant des engagements à la clôture de l'exercice	2 128	79	2 207
Valeur des actifs de couverture	-	-	-
Provision au 31/12/2009	2 128	79	2 207

27. Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie

27.1 Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat de la période

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Immobilisations incorporelles	3 626	983
Immobilisations corporelles	107 527	65 428
Immobilisations financières	19 721	4 767
Total dotations nettes aux amortissements des immobilisations	130 874	71 178
Pertes de valeur sur actifs financiers disponibles à la vente	-	-
Total des dotations nettes aux amts. et pertes de valeur sur actifs non courants	130 874	71 178
Engagement envers les salariés		
Autres provisions	10 113	(5 515)
Total dotations nettes des provisions	10 113	(5 515)
Total des dotations nettes hors actifs courants	140 987	65 663

27.2 Elimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs incorporels	414	833
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs corporels	856	(18 035)
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs financiers	(3 237)	247
(Plus) ou moins value sur cessions de titres de participation (1)	(394)	(916)
Total	(2 361)	(17 871)

(1) l'écart de 43 K€ avec le résultat de déconsolidation de la Note 5 provient essentiellement du résultat de dilution sur le Mexique

27.3 Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Emprunts auprès des établissements de crédit	(5 263)	8 709
Créances financières (1)	(42)	1 949
Avances sur immobilisations (2)	(888)	(7 079)
Autres dettes d'exploitation (3)	10 214	10 886
Autres créances et autres dettes (4)	(20 650)	(9 191)
Total	(16 629)	5 274

Les autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie :

- (1) relatifs aux créances financières : ils correspondent aux gains ou pertes de change sur les investissements nets à l'étranger ;
- (2) relatifs aux avances sur immobilisations : ils correspondent aux gains ou pertes de change sur le projet mexicain de La Ventosa sur 2008;
- (3) relatifs aux autres dettes d'exploitation : ils correspondent aux gains ou pertes de change constatés sur des dettes et des créances en devises ;
- (4) relatifs aux autres créances et autres dettes : ils sont constitués de badwill ainsi que des charges de désactualisation.

27.4 Acquisitions et cessions d'immobilisations

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Acquisition immobilisations incorporelles	(10 262)	(3 243)
Acquisition immobilisations corporelles	(1 195 315)	(1 020 231)
Total acquisition immobilisations corporelles & incorporelles	(1 205 577)	(1 023 474)
Dettes sur acquisition immobilisations incorporelles	5 568	(152)
Dettes sur acquisition immobilisations corporelles	(77 779)	56 008
Variation dettes sur acquisition immobilisations corporelles & incorporelles	(72 211)	55 856
Total acquisition immobilisations	(1 277 788)	(967 618)

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Prix de cession des immobilisations incorporelles	15	-
Prix de cession des immobilisations corporelles	27 684	60 203
Total prix de cession immobilisations corporelles & incorporelles	27 699	60 203
Créances sur cessions immobilisations corporelles	37	(24)
Variation créances sur cession immobilisations corporelles & incorporelles	37	(24)
Prix de cession actifs financiers non courants	3 963	5 728
Créances sur cessions actifs fin non courants	(504)	-
Variation créances sur cessions actifs non courants	3 459	5 728
Total cessions immobilisations	31 195	65 907

27.5 Incidence des variations de périmètre

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009			31/12/2008 retraité		
	Acquisitions	Cessions	Net	Acquisitions	Cessions	Net
Acquisitions						
- Prix d'acquisition (1)	(34 918)		(34 918)	(60 289)		(60 289)
- Trésorerie acquise (2)	4 748		4 748	(2 421)		(2 421)
Effet des entrées de périmètre et des variations de pourcentage d'intégration	(30 170)		(30 170)	(62 710)		(62 710)
Cessions (3)			-			-
- Prix de cession		1 183	1 183		-	-
- Trésorerie sortie		(586)	(586)		(14)	(14)
Effet des sorties de périmètre		597	597		(14)	(14)
Incidence nette des variations de périmètre			(29 573)			(62 724)

(1) En 2009 : correspond principalement à l'acquisition de 31% complémentaire de la société PPT, de 50% de la société turque Soma, à l'acquisition des sociétés italiennes Bonorva et Grenntech Monte Grighine, à l'acquisition de la société espagnole Aavyc Gestion et à un complément de prix sur les titres Noréole.

En 2008 : correspond à l'acquisition du groupe EDF Energies Réparties, du groupe Polat Enerjy (Turquie), de la société espagnole Approving et l'acquisition supplémentaire de titres Fotosolar et Espiga, ainsi qu'à divers compléments de prix sur les acquisitions 2007.

(2) correspond principalement au passage de la méthode de la mise en équivalence à l'intégration globale de la société PPT.

(3) correspond principalement à la cession des sociétés Seclin et Chabossière.

28. Actifs et passifs éventuels

Dans le cadre du développement des projets, le Groupe est amené à signer des accords de partenariat avec des tiers. En vertu de ces accords, en cas d'aboutissement du projet le groupe leur verse une rémunération sous forme soit d'une somme forfaitaire fixe ou proportionnelle (au nombre de MW développés, au coût de la construction...), soit d'un pourcentage des revenus futurs du parc, soit d'une prise de participation dans une société de projet.

Si l'avancement n'est pas jugé suffisant pour garantir la bonne fin du projet, aucun passif n'est reporté. Si l'avancement du projet rend potentiel le versement d'une rémunération à ces tiers, un passif éventuel est mentionné.

Le montant des passifs éventuels dus au titre de ces projets en cours de développement est détaillé ci-dessous (en millions d'euros) :

Mode de rémunération	en millions d'euros	
	31/12/2009	31/12/2008
Forfaitaire	37,6	9,7
Pourcentage du revenu	5,9	3,0
Total Passifs éventuels	43,5	12,7

29. Engagements hors bilan

(en millions d'euros)	Échéances			31/12/2009	31/12/2008 retraité
	moins d'un an	de 1 à 5 ans	plus de 5 ans		
Engagements donnés	1 657,6	1 974,9	1 549,8	5 182,3	4 448,9
Avals, cautions et autres garanties données (1)	750,7	325,5	25,9	1 102,2	1 108,1
Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles (2)	103,4	200,7	1 299,6	1 603,6	1 010,1
Autres engagements donnés (3)	803,5	1 448,7	224,3	2 476,5	2 330,7
Engagements reçus	1 857,0	1 844,1	225,6	3 926,7	4 104,3
Avals, cautions et autres garanties reçues (1)	540,8	288,8	2,8	832,4	1 158,4
Autres engagements reçus (3)	1 316,2	1 555,3	222,8	3 094,3	2 945,9
Solde net				1 255,6	344,6

(1) Avals, cautions et autres garanties données :

Le Groupe réalise régulièrement aux Etats-Unis et en Europe des constructions de fermes éoliennes et centrales photovoltaïques sous forme de contrats « clé en main ». Dans ce cadre, s'agissant d'opérations importantes, les clients et/ou financiers demandent des garanties de bonne fin. Au 31 décembre 2009, de telles garanties ont été accordées pour des parcs éoliens et solaires à hauteur de 769 millions d'euros. Ces garanties représentent 599,8 millions d'euros aux Etats-Unis, 109,7 millions d'euros en France, 43,2 millions d'euros en Allemagne et 16,3 millions d'euros en Espagne.

Par ailleurs, des garanties de paiements, cautions et autres engagements on été accordés pour 333 millions d'euros.

Avals, cautions et autres garanties reçues :

Dans le cadre des contrats clé en main évoqués ci-dessus, le groupe obtient des garanties de paiement des clients et/ou financiers. Ces garanties de paiement s'élèvent à 751,8 millions d'euros. L'écart entre les engagements donnés de garantie de bonne fin et les engagements reçus de paiement est lié aux versements d'acomptes de la part des clients et/ou financiers.

D'autres garanties et engagements divers ont été obtenus pour 80,6 millions d'euros.

(2) Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles :

Les nantissements et sûretés réelles sont essentiellement accordés dans le cadre de financements de projets :

- les nantissements de titres de sociétés du Groupe représentent 169,7 millions d'euros au 31 décembre 2009. L'essentiel est représenté par le nantissement des titres des filiales situées en Italie pour 77,2 millions d'euros, au Portugal pour 52,4 millions d'euros et en Grèce pour 29,4 millions d'euros ;
- les nantissements des autres actifs (installations immobilisées des parcs éoliens et solaires, créances détenues), donnés en garantie des dettes financières, représentent 1 434 millions d'euros au 31 décembre 2009 et sont constitués essentiellement de nantissements d'actifs en Amérique du Nord pour 373,1 millions d'euros, en Italie pour 381 millions d'euros, au Portugal pour 360 millions d'euros, en Grèce pour 170 millions d'euros, au Royaume Uni pour 84,2 millions d'euros, en France pour 32,7 millions d'euros et dans les autres pays d'Europe pour 33,2 millions d'euros.

Les financements de nouveaux projets entraînent une hausse par rapport à 2008.

Le montant d'actif nanti représente 35,5% du poste d'immobilisations corporelles consolidées.

(3) Autres engagements donnés :

Au 31 décembre 2009, les autres engagements donnés incluent des engagements liés aux commandes de turbines et de modules photovoltaïques et aux contrats d'approvisionnement long terme pour 2 089,1 millions d'euros. Le poste comprend également les contrats de location et de service à long terme, pour 274,4 millions d'euros. Concernant ces derniers engagements, il existe une contrepartie difficile à chiffrer mais significative sous forme de garantie de rendement technique des installations pour des niveaux de vent, des débits d'eau, ou des quantités données de combustible. Enfin, les autres engagements donnés sont composés d'engagements commerciaux pour 113 millions d'euros (principalement la pénalité de sortie dans le cadre de la construction de l'usine First Solar de 45 millions d'euros).

Autres engagements reçus :

Les engagements reçus comprennent les engagements réciproques aux commandes d'immobilisations et contrats d'approvisionnement pour 2 192,9 millions d'euros ainsi que les contrats de location et service à long terme pour 274,8 millions d'euros. Les engagements reçus comprennent également des engagements commerciaux pour 51,9 millions d'euros.

Enfin, les engagements reçus sont composés des lignes de crédit accordées par les banques et non encore utilisées pour un montant égal à 578 millions d'euros dont 500 millions d'euros accordés par la Banque Européenne d'Investissement pour le financement de futurs projets solaires.

30. Regroupements d'entreprises

Les regroupements significatifs d'entreprises sur l'année 2009 concernent les opérations suivantes :

- acquisition en Italie de 100 % d'intérêts dans la société Bonorva, consolidée en intégration globale, avec un taux d'intérêt de 95 %.
- acquisition en Italie de 50 % d'intérêts dans la société Greentech Monte Grighine, consolidée en intégration globale, avec un taux d'intérêt de 47,5 %.
- en France, prise de contrôle en janvier 2009, des sociétés Photon Power Technologies et Photon Power Industry (PPI) auparavant détenues en mise en équivalence. Acquisition de 80 % de la société Photon Power Technologies et souscription inégalitaire à l'augmentation de capital de PPI (filiale de Photon Power Technologies). Le Groupe détenait déjà 20 % de participation dans Photon Power Technologies. Suite à cette opération, les sociétés Photon Power Technologies et PPI sont consolidées en intégration globale, avec un taux d'intérêt de 50 %.
- Acquisition en Espagne de 100% de la société AAVYC GESTION 2000, consolidée en intégration globale.
- Acquisition en Turquie de 50% de la société Soma, consolidée en intégration proportionnelle, désormais avec un taux d'intérêt de 50%, contre 25% en 2008.

Les goodwill sont calculés sur la base du prix d'acquisition initial ainsi que sur l'estimation des éventuels compléments de prix. Les estimations sont donc susceptibles d'être révisées, entraînant de ce fait une modification ultérieure de la valeur de ces goodwill. Est concerné en 2009, au titre d'une acquisition antérieure, l'ajustement du prix d'acquisition sur la société Aproving pour un impact total sur les écarts d'acquisition de (1) million d'euros.

Les engagements de rachat des minoritaires prévus contractuellement sont reconnus en dettes et constituent le coût d'acquisition des intérêts minoritaires correspondants (cf. note 10 sur les goodwill).

Les données relatives à ces regroupements sont présentées ci-dessous.

Analyse du coût d'acquisition

(en milliers d'euros)	Bonorva	Greentech Monte Grighine	Groupe PPT-PPI	Aavyc Gestion 2000	Soma
• Prix d'acquisition	3 657	13 187	4 804	2 801	8 405
• Dette sur acquisitions de titres	3 747		19 110		
• Coûts directs rattachés à l'acquisition					
• Juste valeur des actions émises					
Coût d'acquisition total	7 404	13 187	23 914	2 801	8 405
• Juste valeur des actifs nets acquis	7 404	33 473	2 039	2 801	7 935
• Juste valeur des passifs nets acquis					
Ecart d'acquisition dégagé	0	(20 286)	21 875	(0)	470

Analyse de l'actif net acquis

(en milliers d'euros)	Bonorva		Greentech Monte Grighine		Groupe PPT-PPI	
	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC
<i>Actif</i>						
• Immobilisations	12 256	1 632	116 727	116 727	2 430	2 430
• Trésorerie et équivalents de trésorerie			7	7	4 624	4 624
• Stocks					3 998	3 998
• Autres actifs	109	109	9 310	9 310	46 346	46 346
TOTAL ACTIF	12 365	1 741	126 044	126 044	57 398	57 398
<i>Passif</i>						
• Dettes financières	964	964	57 000	57 000	29 194	29 194
• Juste valeur des instruments de couverture						
• Dettes d'exploitation	0	0			18 108	18 108
• Autres passifs	3 997	767	2 098	2 098	8 039	8 039
ACTIF NET	7 404	10	66 946	66 946	2 057	2 057
Intérêts minoritaires			(33 473)	(33 473)	(18)	(18)
Actifs nets acquis	7 404	10	33 473	33 473	2 039	2 039
Résultat net depuis la date d'acquisition	-	7 415	-	(81)	-	(12 675)
RESULTAT NET PART DU GROUPE	-	7 045	-	(38)	-	(6 337)

(en milliers d'euros)	Aavyc Gestion 2000		Soma (1)	
	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC
<i>Actif</i>				
• Immobilisations	4 612	677	17 296	17 296
• Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	1	224	224
• Stocks				
• Autres actifs	73	73	2 038	2 038
TOTAL ACTIF	4 686	751	19 558	19 558
<i>Passif</i>				
• Dettes financières			8 057	8 057
• Juste valeur des instruments de couverture				
• Dettes d'exploitation	704	704	2 533	2 533
• Autres passifs	1 181		1 033	1 033
ACTIF NET	2 801	47	7 935	7 935
Intérêts minoritaires				
Actifs nets acquis	2 801	47	7 935	7 935
Résultat net depuis la date d'acquisition	-	(11)	-	(47)
RESULTAT NET PART DU GROUPE	-	(10)	-	(47)

(1) Les données représentent la quote-part acquise au cours de l'exercice soit 25%, la société Soma étant consolidée par intégration proportionnelle

31. Transactions avec les parties liées

Compte de résultat (en milliers d'euros)

Société	Chiffre d'affaires		Charges opérationnelles		Produits financiers		Charges financières	
	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actionnaires	90 198	50 355	(3 964)	(3 316)	-	-	(8 200)	(1 764)
Co-entreprises	14 449	8 081	(42 046)	(111)	3 124	2 663	(40)	(2)
Entreprises associées	-	15 845	-	(2 883)	1 464	1 456	(2)	(655)
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	104 647	74 281	(46 010)	(6 310)	4 588	4 119	(8 242)	(2 421)

Bilan – ACTIF (en milliers d'euros)

Société	Prêts et créances		Créances clients et autres créances d'exploitation		Charges constatées d'avance		Comptes courants financiers (cash pooling)	
	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actionnaires	-	-	11 121	5 629	459	558	41 493	15 378
Co-entreprises	112 765	79 442	852	1 854	-	-	-	-
Entreprises associées	6 620	34 074	-	13 652	-	-	-	-
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	119 385	113 516	11 973	21 135	459	558	41 493	15 378

Bilan – PASSIF (en milliers d'euros)

Société	Dettes financières		Dettes fournisseurs		Comptes courants passifs	
	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité	31/12/2009	31/12/2008 retraité
Actionnaires	640 944	-	-	1 189	5 300	-
Co-entreprises	347	1 010	8 893	35	30	328
Entreprises associées	62	60	-	2 584	1 134	890
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-
Total	641 353	1 070	8 893	3 808	6 464	1 218

Par actionnaire, on entend de manière limitative EDEV, EDF et le Groupe Mouratoglou.

Les co-entreprises sont les sociétés intégrées dans le périmètre de consolidation selon la méthode proportionnelle.

Les entreprises associées incluent les mises en équivalence ainsi que DALKIA.

Les transactions entre parties liées ne sont pas compensées entre elles.

32. Evénements postérieurs à la date de clôture

Il n'y a pas d'événements significatifs postérieurs à la clôture.

33. Périmètre

		31 DECEMBRE 2009			31 DECEMBRE 2008			
Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
EDF Energies Nouvelles SA								
EDF Energies Nouvelles France	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.689.915
Parc Eolien d'Antifer	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.518.999
Parc Eolien de Luc sur Orbieux	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.518.577
Parc Eolien d'Oupia	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.518.437
Parc Eolien de Castanet	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	437.923.402
Parc Eolien de la Cote de Jade	France	90,00%	90,00%	IG	90,00%	90,00%	IG	438.147.456
Parc Eolien des Polders du Dain	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	438.147.324
Parc Eolien de Fiennes	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	438.540.312
Parc Eolien de Villeseque	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	434.519.088
Parc Eolien de La Conque	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	441.054.186
Parc Eolien de Calsigas	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.604.701
Parc Eolien de Puech Negre	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.759.216
Parc Eolien de Cabreirens	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.759.158
EDF En Services	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	387.498.926
Veulette	France	51,00%	51,00%	IG	51,00%	51,00%	IG	495.268.435
Electrique de l'Atlantique	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	403.460.355
Hydroélectrique du Canal Saint Louis	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	401.470.380
SIIF Ghana	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	424.132.587
TREE	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	439.959.412
TAC Martinique (ex EnXco SAS)	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	439.420.738
Solaire Participation	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc éolien des Barthes	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Neuvy et Villars	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Manosque	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Sainte Tulle	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Gabardan Trackers	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Colsun	France	(1)	50,00%	IP	0,00%	0,00%	NI	
Gabardan 1	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Gabaradn 4	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc Eolien de la Petite Moure	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc Eolien de la Pierre	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc Eolien du Nipleau	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc Eolien des 3 Frères	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
SIIF Energies Outre Mer	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	389.475.294
SDES Services	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	433.719.242
Eolienne Sainte Rose	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	445.088.990
SIIF Guadeloupe Services	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	438.147.910
Réunion 1	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	422.092.841
Petit Canal 1	France		50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	453.931.693
Petit Canal 2	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	435.266.473
Petit Canal 3	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	443.664.065
Petit François	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	435.266.929
SIIF Réunion Services	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Parc Solaire de la Roseraie	France	(1)	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Lou Paou	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	491.249.819
Centrale solaire de Narbonne	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	500.682.313
Noréole	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	445.203.128
EDF EN Développement	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	493.536.676
Parc Eolien de Salles Curan	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	449.597.046
Parc Eolien Chemin d'Ablis	France		100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	479.892.812
EDF ENR	France		50,00%	IG	50,00%	50,00%	IG	
Supra	France	(4)	40,64%	IG	41,20%	82,41%	IG	
Tenesol	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol Caraïbes	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol services caraïbes	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol ocean indien	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol services ocean indien	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol Mayotte	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol Nouvelle Calédonie	France		24,75%	IP	24,75%	50,00%	IP	
Tenesol Nouvelle Calédonie Services	France		24,75%	IP	24,75%	50,00%	IP	
Tenesol Polynésie	France		12,75%	IP	12,75%	25,50%	IP	
Tenesol Polynésie Services	France		12,75%	IP	12,75%	50,00%	IP	
Tenesa	Afrique du Sud		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol Manufacturing	Afrique du Sud		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol Afrique de l'ouest	Sénégal		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Tenesol Energie Maroc	Maroc		24,98%	IP	24,98%	50,00%	IP	
Temasol	Maroc		24,97%	IP	24,97%	50,00%	IP	
Tenesol Technologies	France		25,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Eau chaude Réunion	France		9,38%	ME	9,38%	18,75%	ME	
SECP 1	France		12,53%	IP	12,53%	50,00%	IP	
SCI Immo	France	(4)	25,00%	IP	15,00%	50,00%	IP	
Ribo	France		50,00%	IG	50,00%	100,00%	IG	
Jacques Giordano Industries	France		12,50%	ME	12,50%	25,00%	ME	351.193.347
Energie Solaire de France	France		31,62%	IG	31,62%	51,00%	IG	431.692.813
Photon Power Technologies	France	(4)	50,00%	IG	10,00%	20,00%	ME	498.173.905
Photon Technology	France	(4)	50,00%	IG	10,00%	20,00%	ME	
Transenergy	France	(4)	21,00%	IG	4,20%	20,00%	ME	
Photon Power Industry	France	(4)	50,00%	IG	10,00%	20,00%	ME	
Silicium de provence	France	(2)	0,00%	NI	2,57%	25,72%	ME	

31 DECEMBRE 2009

31 DECEMBRE 2008

Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
EDF EN Portugal (ex SIIF Energies P.)	Portugal	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Eolica do Centro	Portugal	29,90%	29,90%	ME	29,90%	29,90%	ME	
Eolica de Montemuro	Portugal	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Eolica da Arada	Portugal	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
E E V M	Portugal	49,99%	50,00%	IP	49,99%	50,00%	IP	
Eolicos de Cerveirenses	Portugal	42,50%	42,50%	IP	42,50%	42,50%	IP	
Eolicos da Espiga	Portugal	49,99%	49,99%	IP	49,99%	49,99%	IP	
Ventominho	Portugal	42,50%	42,50%	IP	42,50%	42,50%	IP	
Eolica da Cabreira	Portugal	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
SIIF Energies Iberica	Espagne	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Bio Energia Santa Maria	Espagne	70,00%	70,00%	IG	70,00%	70,00%	IG	
Fotovoltaico Solar y Energias Renovables Fotosolar	Espagne	90,00%	90,00%	IG	90,00%	90,00%	IG	
Aproving	Espagne	90,00%	100,00%	IG	90,00%	100,00%	IG	
AAVYC Gestion 2000	Espagne	(1) 90,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
EDF EN Italia(ex Siif Servizi)	Italie	95,00%	95,00%	IG	95,00%	95,00%	IG	
Fri El Puglia	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Sant'Agata	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Sardegna	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Nurri	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Andretta	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Campania	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Murge	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Ichnusa	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fri-El Campidano	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Solareolica	Italie	95,00%	95,00%	IG	95,00%	95,00%	IG	
Murgeolica	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Terni Solar Energy	Italie	47,50%	50,00%	IP	47,50%	50,00%	IP	
Fotosolare	Italie	95,00%	100,00%	IG	95,00%	100,00%	IG	
Bonorva	Italie	(1) 95,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Energie Alternativa	Italie	(1) 47,50%	50,00%	IP	0,00%	0,00%	NI	
Monte Grighine	Italie	(1) 47,50%	50,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Solareolica seconda	Italie	(1) 95,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Solareolica Quarta	Italie	(1) 85,50%	90,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Energie	Italie	(1) 47,50%	50,00%	IP	0,00%	0,00%	NI	
Fotosolare Settima	Italie	(1) 47,50%	50,00%	IP	0,00%	0,00%	NI	
Sunflower	Italie	(1) 66,50%	70,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Groupe Alco	Belgique	25,00%	25,00%	ME	25,00%	25,00%	ME	
C-Power	Belgique	(4) 18,28%	18,28%	ME	20,83%	20,83%	ME	
Verdesis	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis France	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis Energy	Belgique	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Verdesis Microturbine	Belgique	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Verdesis Jonquiere	Belgique	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Verdesis Geothermis	Belgique	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Verdesis Sainte Sévère	Belgique	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Verdesis Valoduo	Belgique	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Revico Energies Vertes	Belgique	(1) 50,00%	50,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
enXco A/S	Danemark	(5) 100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
EDF en UK (Westbury Windfarms LTD)	Angleterre	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Fenland Windfarms LTD	Angleterre	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Cumbria Wind Farms	Angleterre	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
First Windfarm Holdings	Angleterre	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Wind Prospect Developments	Angleterre	70,00%	70,00%	IG	70,00%	70,00%	IG	
Red Tile	Angleterre	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Walkway	Angleterre	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
EDF Energy renewables	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Burnfoot	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Fairfield	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Longpark	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Rusholme	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Teesside	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Bicker Ltd	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Walkway Wind Ltd	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Wind Prospect Developments II	Angleterre	(1) 50,00%	50,00%	IP	0,00%	0,00%	NI	
Royal Oak	Angleterre	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
enXco GmbH	Allemagne	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
DK Windpark Beteiligungs	Allemagne	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
DK Windpark Kröpelin	Allemagne	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Bürgerwindpark Kröpelin	Allemagne	0,00%	0,00%	NI	70,59%	70,59%	IG	
Reetec	Allemagne	28,00%	28,00%	ME	28,00%	28,00%	ME	
EEN EGE Holding	Turquie	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Polat Enerjy	Turquie	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Dogal	Turquie	(1) 25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Soma	Turquie	(1) 50,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Doruk	Turquie	(1) 25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	
Poyraz	Turquie	(1) 25,00%	50,00%	IP	25,00%	50,00%	IP	

31 DECEMBRE 2009

31 DECEMBRE 2008

Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
EEN Hellas	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Creta Hydrowind SA	Grèce	90,15%	100,00%	IG	90,15%	100,00%	IG	
Aioliki Didimon	Grèce	(4) 100,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
Aioliki Energy Peloponnissou	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Karystou	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Energy Lakonias	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Lira	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Belecheri (ex Aioliki Malea)	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Peleta	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Lafkou	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Aioliki Erateinis	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Ktistor Aioliki	Grèce	(4) 100,00%	100,00%	IG	95,00%	100,00%	IG	
Aioliki Hellas	Grèce	90,00%	100,00%	IG	90,00%	100,00%	IG	
Viota Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Trizina Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Taranara Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Argolida Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Argos Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Niata Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Risiori Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Lekka Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Leontio Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Livadia Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Drambala Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Lakonias	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Argolidas	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Kristis	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Aigaiou	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Hanion	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Goritsa Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Maliaza Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Pournari Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Folea Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Antillion Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Lithos Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Pigadia Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aries Aiolos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Fotos	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Energias	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Peloponnissou	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aktina Iliou	Grèce	99,95%	100,00%	IG	99,95%	100,00%	IG	
Aioliki Mousouron	Grèce	50,00%	50,00%	IG	50,00%	50,00%	IG	
EDF EN Greece	Grèce	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
RETD	Grèce	75,00%	75,00%	IG	75,00%	75,00%	IG	
PPC Renewables - EDF EN Greece	Grèce	51,00%	50,00%	IP	51,00%	50,00%	IP	
EEN Viotia	Grèce	52,20%	52,20%	IP	52,20%	52,20%	IP	
Aioliko Parko Aestos SA	Grèce	98,75%	100,00%	IG	98,75%	100,00%	IG	
Ailoloko Parko Tsitomi SA	Grèce	98,75%	100,00%	IG	98,75%	100,00%	IG	
Inversiones Eolicas	Mexique	(4) 99,97%	99,97%	IG	99,38%	99,38%	IG	
Electrica del Valle de Mexico	Mexique	(4) 99,86%	99,90%	IG	99,18%	99,80%	IG	
Energia del Istmo	Mexique	(4) 99,01%	99,04%	IG	99,04%	99,04%	IG	
A.I.R. of America, enXco Inc (Groupe)	USA	(3) 100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
SIIFELEC - France	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Hydroélectrique de Couzon	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	331.100.438
Electrique de Seclin	France	(2) 0,00%	0,00%	NI	100,00%	100,00%	IG	398.318.303
Electrique de la Chabossière	France	(2) 0,00%	0,00%	NI	65,00%	65,00%	IG	403.113.368
Electrique de Mulhouse	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	414.054.213
Energies Antilles	France	65,00%	65,00%	IG	65,00%	65,00%	IG	414.277.152
Hydroélectrique de Soccia	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	412.629.883
Hydroélectrique du Scopamène	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	418.265.880
Energies ASCO	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	345.172.225
Via Nova	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	334.120.318
Energies Saint Martin	France	65,00%	65,00%	IG	65,00%	65,00%	IG	437.682.677
Tenesa	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	439.956.160
Cogeri	France	35,00%	35,00%	ME	35,00%	35,00%	ME	420.287.245
SIIF Energies Bulgarie	France	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	403.453.939
Pirinska Bistriza Energuia SA	Bulgarie	50,00%	50,00%	IG	50,00%	50,00%	IG	
Pirinska Bistriza Kaskadi	Bulgarie	(1) 50,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Mecamidi Ogosta	Bulgarie	50,00%	50,00%	IG	50,00%	50,00%	IG	
Centrale Hydroélectrique de Bulgarie	Bulgarie	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Recursos Energeticos	Espagne	85,00%	85,00%	IG	85,00%	85,00%	IG	

31 DECEMBRE 2009

31 DECEMBRE 2008

Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
enXco Development Corp.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Service Corporation	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco East Coast Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
North East Renewable Energy, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Alta Mesa Power Corporation	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Alta Mesa Phase III PartnershPC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Windfarm I, Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Windfarm II, Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Windfarm III, Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Windfarm IV, Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Windfarm V, Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Windfarm VI, Inc.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms II, Inc.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms III, Inc.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms IV, Inc.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms I, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms II, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms III, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms IV, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms V, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms VI, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms VII, Ltd.	USA	99,00%	100,00%	IG	99,00%	100,00%	IG	
DifWind Farms VIII, Ltd.	USA	99,50%	100,00%	IG	99,50%	100,00%	IG	
DifWind Farms IX, Ltd.	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Champepadan Wind Power Partners, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Moulton Wind Power Partners, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Chandler Finance 2, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Chandler Finance 3, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Chandler Wind farm 2, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Chandler Wind farm 3, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Chanarambie Land Holdings LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Lower Imrie Wind Project, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Linden Wind Project, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Miller Wind Project, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Alaska Wind Energy, LLC	USA	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Mojave Land, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Oasis Power Partners, LLC	USA	(4) 50,00%	50,00%	IP	23,56%	23,56%	IP	
Hawi Renewable DevelopEMnt, LLC	USA	60,00%	60,00%	IG	60,00%	60,00%	IG	
Dos Vaqueros Wind Farm, LLC	USA	50,00%	50,00%	IP	50,00%	50,00%	IP	
Northern Wind Energy, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Buffalo Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Chanarambie Power Partners, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Moulton Heights Wind Power Projects, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Munice Power Partners, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
North Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Vandy South Project, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Viking Wind Farm, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Viking Wind Holdings, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Viking Wind Partners, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Vindy Power Partners, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Wilson-West Wind Farm, LLC	USA	50,83%	50,83%	IP	50,83%	50,83%	IP	
Fenton Power Partners, LLC	USA	(4) 100,00%	100,00%	IG	57,76%	57,76%	IP	
Rattlesnake Wind Project, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Sacramento Soleil LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
enXco Solar Assets Inc	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
FC Sun Harvest, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Shiloh Wind Project 2 LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Wapsipinicon Wind Project LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Northwest Wind Partners, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
Patterson Pass Wind Farm, LLC	USA	100,00%	100,00%	IG	100,00%	100,00%	IG	
EDF En Canada	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Arnprior 1 GN Inc	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Arnprior 2 GN Inc	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Saint Laurent Energies	CAN	(1) 60,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Saint Robert Bellarmin	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Massif du Sud	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Lac Alfred	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Clermont	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
Riviere du Moulin	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	
EnXco Services Corp	CAN	(1) 100,00%	100,00%	IG	0,00%	0,00%	NI	

(1) Entrées de périmètre en 2009

(2) Sorties de périmètre, déconsolidations et sociétés absorbées en 2009

(3) A.I.R. Of America est un palier de consolidation regroupant un ensemble de sociétés aux USA détaillées ci-dessous

(4) Variations de taux d'intérêt

(5) ENXCO A/S est un palier de consolidation incluant la société Batliboi (Inde)

Batliboi	Inde	50,00%	50,00%	ME	50,00%	50,00%	ME
----------	------	--------	--------	----	--------	--------	----

34. Glossaire

Actif courant/non courant.....	139
Actifs financiers disponibles à la vente	139
Autres dettes financières	139
Autres prêts et créances financiers	139
Available for sale (AFS)	139
Badwill	139
Call	139
Coût de l'endettement financier net	140
Dérivé	140
DSRA (Debt Service Reserve Account).....	140
Ecart d'acquisition	140
Endettement financier net.....	140
Entreprise associée	141
Financement de projets	141
Goodwill.....	141
Hypothèses actuarielles.....	141
Partie liée.....	141
Passifs financiers.....	141
Put	141
Résultat de déconsolidation.....	141
Trésorerie et équivalents de trésorerie	141
Trésorerie nette	142

Actif courant/non courant

L'actif courant comprend les éléments à court terme de l'actif, c'est-à-dire :

- les stocks ;
- les disponibilités financières ;
- les créances à moins d'un an.

Par opposition, l'actif non courant recense les éléments d'actifs destinés à servir de façon durable à l'activité de l'entreprise (biens stables du patrimoine). On distingue notamment :

- les immobilisations incorporelles (brevets et marques) ;
- les immobilisations corporelles (fermes éoliennes, installations photovoltaïques, centrales de cogénération gaz, centrales thermiques et hydroélectriques) ;
- les immobilisations financières (participations dans les filiales) ;
- les impôts différés.

Actifs financiers disponibles à la vente

Ils sont constitués des titres de participation non consolidés.

Autres dettes financières

Les autres dettes financières sont composées des dépôts et garantis reçus, des engagements de rachats de minoritaires (voir « Put ») et compléments de prix, ainsi que des dettes financières de crédit-bail.

Autres prêts et créances financiers

Les autres créances et prêts financiers sont composés des dépôts et garantis donnés et des créances financières nets de provisions, des créances liées à des biens donnés en crédit-bail, et des comptes de DSRA (voir ce terme).

Available for sale (AFS)

Voir Actifs financiers disponibles à la vente.

Badwill

Voir Ecart d'acquisition.

Call

Le « call » est une option d'achat sur un instrument ou un actif financier. C'est un contrat ou une clause contractuelle qui permet à son souscripteur d'acquérir l'élément concerné. Le prix et les modalités de son calcul y sont définis à l'avance. L'option peut être exerçable durant une période ou à une date précise, appelée date de maturité du call.

Coût de l'endettement financier net

Le coût de l'endettement financier net est principalement constitué des charges d'intérêts liées au financement des parcs ou au BFR du groupe diminué des revenus financiers des placements opérés, y compris les résultats de couverture de taux et de change y afférent.

Il représente le coût de financement global de l'entreprise pendant la période comptable considérée, hors coût des fonds propres.

Dérivé

Un dérivé est un instrument financier ou un autre contrat qui présente les trois caractéristiques suivantes :

- sa valeur varie en fonction d'une variation d'un taux d'intérêt spécifié, du prix d'un instrument financier, du prix d'une marchandise, d'un cours de change, d'un indice de prix ou de taux, d'une notation de crédit ou d'un indice de crédit ou d'une autre variable (parfois appelée le "sous-jacent") ;
- il ne requiert aucun investissement initial net ou un investissement initial net inférieur à celui qui serait nécessaire pour d'autres types de contrats dont on pourrait attendre des réactions similaires aux évolutions des conditions de marché ;
- il est réglé à une date future.

DSRA (Debt Service Reserve Account)

Les DSRA correspondent à de la trésorerie ou à une garantie donnée par un établissement de crédit qui sont gardés en réserve au cas où le projet ne générerait pas suffisamment de disponibilités pour rembourser les échéances court terme de la dette, correspondant généralement à l'équivalent de 6 mois de trésorerie dégagé par l'exploitation.

Ecart d'acquisition

Différence entre le coût d'acquisition des titres d'une filiale et la quote-part dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables acquis par le groupe.

- Si l'écart est positif, il correspond à la prime payée par l'acheteur, justifiée par les profits supplémentaires futurs qu'il attend de l'opération. On parle de « Goodwill » et il figure à l'actif du bilan en immobilisations incorporelles ;
- Si l'écart est négatif on parle de « Badwill » et il est pris en compte dans le résultat opérationnel.

Endettement financier net

L'endettement financier net est constitué :

- des lignes de crédit bancaire qui permettent de financer le coût d'investissement des parcs solaires et éoliens ;
- des instruments financiers de couverture de juste valeur inscrits au bilan relatifs aux passifs constitutifs de l'endettement financier décrits ci-dessus ;
- des intérêts courus sur les dettes financières court terme et long terme.

Ces passifs sont diminués de :

- la trésorerie nette* (trésorerie active diminuée de la trésorerie passive) ;
- la trésorerie bloquée ;
- des créances financières dont le recouvrement à court terme est certain sont ainsi assimilées à des actifs quasi-liquides.

(Cf. Note 21.6)

Entreprise associée

Cf. Principes et méthodes comptables, note intitulée *Entreprises associées*.

Financement de projets

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens et les centrales solaires photovoltaïques, implique un recours important à l'endettement, principalement dans le cadre de « financements de projets ». Par financement de projet, on entend tout endettement lié à un contrat. Chaque contrat est logé dans la structure qui va exploiter le projet correspondant. Il revêt essentiellement la forme d'un emprunt long terme (de 12 à 18 ans en moyenne) amortissable en fonction notamment des conditions de production (conditions de vent et d'ensoleillement) sans recours (ou à recours limité) vis-à-vis d'EDF EN SA car seuls les actifs du projet financé sont garantis. Les contrats sont essentiellement conclus avec les principaux établissements de crédit de premier plan.

Ainsi, les financements de projets sont constitués des emprunts auprès des établissements de crédit, des dettes financières de crédit-bail ; retraités des emprunts du groupe ENR et de l'utilisation des lignes de crédit (hors découverts bancaires).

Goodwill

Voir Ecart d'acquisition.

Hypothèses actuarielles

Cf. Principes et méthodes comptables, note intitulée *Indemnités de départ en retraite*.

Partie liée

Une partie liée est une personne ou une entité qui est liée à l'entité qui établit ses états financiers. Cette personne ou cette entité peut être, par exemple, l'un des dirigeants, des administrateurs ou une société dans laquelle ils sont associés.

Passifs financiers

Cf. Principes et méthodes comptables, note intitulée *Actifs et passifs financiers*.

Put

Le « put » est une option de vente sur un instrument ou un actif financier. C'est un contrat ou une clause contractuelle qui permet à son souscripteur de vendre l'élément concerné. Le prix ou les modalités de son calcul y sont définis à l'avance. L'option peut être exerçable durant une période ou à une date précise, appelée date de maturité du put.

Résultat de déconsolidation

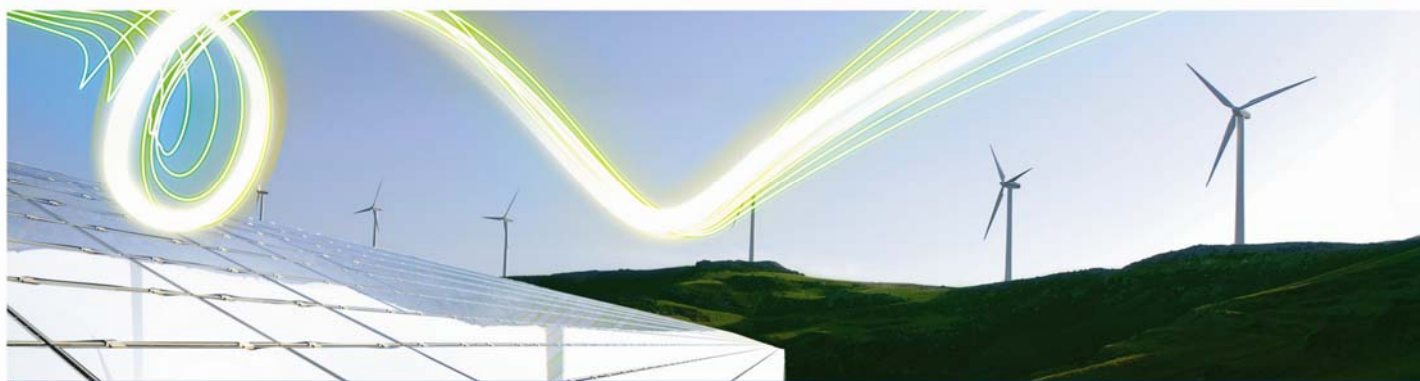
Le résultat de déconsolidation correspond au résultat de cession consolidé, il est calculé par différence entre le prix de cession des titres évalués à la juste valeur et leur dernière valeur en consolidation.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Cf. Principes et méthodes comptables, note intitulée *Trésorerie et équivalent de trésorerie*.

Trésorerie nette

La trésorerie nette – dont la variation est présentée dans le tableau des flux – est constituée par la trésorerie active (disponibilités bancaires) diminuée des découverts bancaires suivant les conditions définies dans le § 8 d'IAS 7.



Comptes sociaux au 31 décembre 2009

1.	Bilan	145
2.	Compte de résultat.....	146
3.	Tableau de financement.....	147
4.	Faits caractéristiques de l'exercice	147
5.	Règles et méthodes comptables	148
6.	Notes sur le Bilan Actif	152
7.	Notes sur le Bilan Passif	156
8.	Notes sur le compte de résultat.....	159
9.	Tableau des filiales et des participations.....	165

1. Bilan

ACTIF (en milliers d'euros)	31/12/2009			31/12/2008
	Brut	amort & prov	Net	Net
ACTIF IMMOBILISE				
Immobilisations incorporelles				
Concessions brevets droits similaires	2 068	1 540	528	694
Autres immobilisations incorporelles	3 000	150	2 850	0
Immobilisations corporelles				
Terrains	205		205	205
Constructions				
Inst. techniques matériel				
Autres immobilisations corporelles	2 367	1 421	946	685
Immobilisations en cours	78		78	0
Immobilisations financières				
Titres de participations	536 266	11 892	524 374	352 174
Créances rattachées à des participations	129 833		129 833	195 350
Autres titres immobilisés	2 822	30	2 792	4 555
Prêts	127	118	9	7
Autres immobilisations financières	4 218		4 218	736
Total actif immobilisé	680 986	15 151	665 833	554 407
ACTIF CIRCULANT				
Stock				
En cours de production de services	0		0	5 596
Avances et acptes versés sur commandes				
	34 183		34 183	12 169
Créances				
Clients et comptes rattachés	17 366	85	17 281	18 891
Autres créances	1 952 606	25 395	1 927 211	1 015 537
Trésorerie				
V.M.P	171 304		171 304	418 144
Disponibilités	39 042		39 042	24 260
Charges constatées d'avance				
	875		875	271
Total actif circulant	2 215 376	25 480	2 189 896	1 494 867
Comptes de régularisation				
Ecart de conversion actif	65 433		65 433	45 181
TOTAL GENERAL	2 961 794	40 631	2 921 163	2 094 455
PASSIF (en milliers d'euros)				
CAPITAUX PROPRES				
Capital social	124 109			124 109
Primes d'émission de fusion d'apport	1 011 479			1 011 479
Réserve Légale	8 381			6 664
Autres réserves	524			524
Report à nouveau	50 380			38 666
Résultat de l'exercice	30 826			34 338
Provisions réglementées	702			391
Total capitaux propres	1 226 401			1 216 171
Provisions pour litiges				
Provisions pour risques	65 472			46 756
Total provisions pour risques & charges	65 472			46 756
DETTES				
Emprunts et dettes auprès des etbs de crédit	1 467 478			676 324
Emprunts et dettes diverses	5 240			4 512
Avances & acomptes reçus sur commandes	0			0
Dettes fournisseurs & comptes rattachés	3 816			2 254
Dettes fiscales & sociales	4 246			5 993
Dettes sur immobilisations	120 952			128 752
Autres dettes	20 386			9 354
Total autres dettes	1 622 118			827 189
Produits constatés d'avance	5 495			4 246
Ecart de conversion passif	1 677			93
TOTAL GENERAL	2 921 163			2 094 455

2. Compte de résultat

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Chiffre d'affaires	31 910	20 799
Production stockée	-6 297	-244
Subvention exploitation	36	2
Reprise sur amortissements & provisions et transfert de charges	1 922	67
Autres produits	1	0
Total des produits d'exploitation	27 571	20 624
Autres achats et charges externes	18 140	13 981
Impôts taxes et versements assimilés	1 097	1 838
Salaires et traitements	6 566	6 329
Charges sociales	5 657	3 230
Dotations aux amortissements	870	532
Dotations aux provisions s/actif circulant	0	502
Dotations aux provisions pour risques & charges	0	0
Autres charges	124	61
Total des charges d'exploitation	32 455	26 473
Résultat d'exploitation	-4 883	-5 848
Bénéfices attribués ou pertes transférés	50	141
Pertes supportées ou bénéfices transférés	0	2
Produits financiers de participation	31 030	16 010
Autres intérêts et produits assimilés	51 076	62 724
Reprises sur provisions	51 176	41 643
Différences positives de change	42 378	48 685
Produits nets sur cession de V.M.P	2 401	7 860
Total des produits financiers	178 061	176 923
Dotations financières aux amortissements & provisions	71 727	72 201
Intérêts et charges assimilées	24 612	38 809
Différences négatives de change	52 842	30 802
Charges nettes sur cessions de VMP	0	12
Total des charges financières	149 181	141 824
Résultat financier	28 880	35 100
Résultat courant avant impôt	24 047	29 389
Produits exceptionnels s/opérations gestion	1	42
Produits exceptionnels s/opérations en capital	6 355	13 079
Reprises sur provisions et transferts de charges	0	0
Total des produits exceptionnels	6 356	13 121
Charges exceptionnelles s /opérations gestion	88	53
Charges exceptionnelles s/opérations en capital	1 382	8 394
Dotations aux provisions et transferts de charges	311	346
Total des charges exceptionnelles	1 781	8 793
Résultat exceptionnel	4 575	4 327
Impôt sur les bénéfices	2 204	621
Total des produits	212 039	210 809
Total des charges	181 213	176 471
BENEFICE OU PERTE	30 826	34 338

3. Tableau de financement

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Résultat net	34 337	30 826
Dotations / Reprise amortissement, dépréciations, provisions	31 900	19 811
Résultat cession actif	(6 900)	(3 250)
<i>Cash Flow</i>	<i>59 337</i>	<i>47 387</i>
BFR	4 900	(8 889)
<i>Cash flow libre avant investissement</i>	<i>64 237</i>	<i>38 498</i>
Investissements corporels et incorporels	(600)	(3 893)
Acquisition (nette) titres de participations	(96 600)	(177 469)
Augmentation nette créances financières rattachées aux participations	(46 900)	65 516
Augmentation comptes courants Groupe	(448 400)	(907 302)
<i>Cash flow libre après investissement</i>	<i>(528 263)</i>	<i>(984 650)</i>
Dividendes	(16 100)	(20 900)
Augmentation de capital	491 325	0
Incidences effets de change	(17 500)	(18 668)
Divers	4 000	(852)
<i>Variation endettement net</i>	<i>(66 538)</i>	<i>(1 025 070)</i>
Endettement net	(237 300)	(1 262 370)

4. Faits caractéristiques de l'exercice

4.1 Titres de participations

Souscriptions et augmentations

Les principales opérations effectuées par le Groupe sont :

- Augmentation de capital d'EnXco par incorporation du compte courant et du prêt (166 653 k€).
- Augmentation de capital dans la société C-Power (éolien off-shore) via incorporation du compte courant (4 137 k€).
- Souscription à une augmentation de capital dans AlcoGroup (biocarburant), permettant ainsi un rééquilibrage de la structure du Passif de la société (3 250k€).
- Recapitalisation de la société Inversiones Eolicas (holding mexicaine détenant les participations dans le projet La Ventosa) par incorporation partielle du compte courant (1 654 k€).

Cessions et sorties de titres

- Cession de titres de participation (2,5%) détenus dans la société C-Power
- Dans le cadre de la réorganisation de l'organigramme financier du groupe :
 - les titres détenus dans des sociétés de développement grecques ont été cédés à EDF EN Grèce
 - les titres détenus dans la société Energia Del Ismo ont été cédés à Inversiones Eolicas (holding mexicaine)

4.2 Lignes de crédit

Au cours de l'exercice 2009, EDF EN SA a réalisé des tirages sur des lignes de crédit pour un montant de 865 000 k€ (dont 640 000 k€ de ligne EDF) afin de financer la période de construction des projets dans l'attente de financements à long terme.

4.3 Evènements postérieurs à la clôture

EDF EN a souscrit, en date du 4 janvier 2010, à l'augmentation de capital de la société EDF EN France par incorporation de créance pour un montant de 99 000 k€.

5. Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels sont établis conformément aux règles comptables françaises suivant les prescriptions du règlement 99-03 du Comité de la Réglementation Comptable relatif au PCG.

Les éléments inscrits en comptabilité sont évalués selon la méthode du coût historique.

Les principales méthodes utilisées sont décrites ci-dessous :

5.1 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles, inscrites à leur coût d'acquisition sont essentiellement constituées de logiciels et de brevets.

Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée d'utilisation prévue :

- Brevet.....5 ans
- Logiciels1, 3 et 5 ans

5.2 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition (prix d'achat et frais accessoires).

Les règlements CRC 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs et CRC 2004-06 relatif à la définition, comptabilisation et évaluation des actifs n'ont eu aucun impact sur les comptes du 31 décembre 2009.

Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée d'utilisation prévue :

- Matériel informatique.....3 ou 5 ans
- Matériel de bureau et mobilier.....5 ou 10 ans

5.3 Immobilisations financières

Titres de participation

La valeur brute est constituée par le coût d'achat augmenté des frais d'acquisition sur titres.

La valeur d'inventaire des titres de participation repose sur une approche multicritères prenant en compte l'actif net consolidé des sociétés ainsi que leurs perspectives de développement.

Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur brute, une provision pour dépréciation est constituée du montant de la différence.

Une provision pour risque est éventuellement constituée lorsque la quote-part de situation nette négative de la filiale excède les avances ou créances accordées par EDF Energies Nouvelles.

Les frais d'acquisition sur titres sont amortis par le biais d'un amortissement dérogatoire sur une durée de 5 ans.

Autres immobilisations financières (principalement composées des actions propres liées au contrat de liquidité)

Les actions propres sont valorisées au cours du jour. En fin d'exercice, une provision est constituée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur d'acquisition.

5.4 Stocks

Les encours de production de services correspondent à des dépenses engagées par la société dans le cadre de son développement à l'étranger.

Les provisions sont constituées en cas de non réalisation probable des projets.

5.5 Frais de recherche et développement

Les frais de recherche et développement sont enregistrés en autres achats et charges externes de l'exercice au cours duquel ils sont supportés.

5.6 Créances et dettes d'exploitation, trésorerie et provisions afférentes

Les créances et dettes sont valorisées à leur valeur nominale.

Une provision sur créance est constituée, si besoin, pour faire face au risque de non recouvrement.

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Les moins values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains éventuels.

Les actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites sont valorisées au coût d'acquisition. Depuis l'application de l'Avis 2008-17 du CNC ces actions ne doivent plus être provisionnées. Désormais, la charge liée à l'acquisition de ces actions est étalée sur la période d'acquisition des droits.

5.7 Ecarts de conversion des actifs et passifs monétaires libellés en devise

Les créances et dettes en devises sont comptabilisées aux cours du mois de l'opération. A la clôture, elles sont converties au cours de clôture.

Les écarts de conversion actifs font l'objet d'une provision pour risque enregistrée en résultat financier.

5.8 Intégration fiscale

EDF Energies Nouvelles est tête du groupe d'intégration fiscale. La convention d'intégration fiscale prévoit que les sociétés du groupe comptabilisent leur impôt comme si elles étaient imposées séparément.

Par ailleurs, la convention d'intégration fiscale, amendée en 2005, prévoit que la tête de groupe conserve en compte d'attente les profits provenant des économies d'impôt réalisées dans le cadre de l'intégration fiscale et les réalloue aux filiales intégrées déficitaires lorsqu'elles redeviennent bénéficiaires.

Le périmètre d'intégration fiscale intègre des filiales assujetties à l'IS en France au taux de droit commun et détenues à 95% au moins, par EDF Energies Nouvelles. Au 31/12/09, l'intégration fiscale d'EDF Energies Nouvelles comprend 45 sociétés.

Analyse du résultat fiscal

(en milliers d'euros)	Montant Brut
Résultat avant impôt	30 825
Réintégration des provisions et charges non déductibles	20 980
Déduction des plus-values de cession de titres	(3 076)
Déduction des dividendes reçus	(29 478)
Déduction des écarts de conversion	(18 668)
Déduction du crédit d'impôt recherche	(737)
Déduction produit d'intégration fiscale	(1 466)
Ecart OPCVM	(192)
Autres	155
Résultat fiscal EDF EN	(1 656)

Le Résultat Fiscal 2009 de la société EDF EN SA ressort à -1 656 K€. La société présente un solde de déficits fiscaux cumulé de 31 985 K€ au 31/12/2009.

La société EDF EN SA ne paie donc pas d'impôt sur les sociétés au titre de cet exercice.

Analyse du résultat d'intégration Fiscale – Groupe France

(en milliers d'euros)	Montant Brut
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN SA	(2 530)
Contribution au résultat fiscal de SIIFELEC	5 122
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Outre-Mer	(853)
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN France	2 537
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Services	(1 475)
Contribution au résultat fiscal de Luc sur Orbieu	(1 154)
Contribution au résultat fiscal de Castanet Le Haut	(2 686)
Contribution au résultat fiscal de Fiennes	(7 066)
Contribution au résultat fiscal de Villesèque	(18 721)
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Développement	15 978
Contribution au résultat fiscal de Solaire Participation	2 440
Contribution au résultat fiscal de Salles-Curan	(48 452)
Contribution au résultat fiscal de Puech-Nègre	(10 458)
Contribution au résultat fiscal des Barthes	(2 817)
Contribution au résultat fiscal de Chemin d'Ablis	(54 076)
Contribution au résultat fiscal de Narbonne	(17 796)
Contribution au résultat fiscal de Neuvy et Villars	(8 100)
Contribution au résultat fiscal de Noréole	(9 202)
Contribution des autres sociétés	3 050
Corrections d'intégration fiscale	(5 354)
Résultat fiscal Groupe - Intégration Fiscale France	(161 613)
Report déficitaire au 31/12/2008	(60 214)
Résultat fiscal Groupe - France 2009	(161 613)
Report déficitaire 31/12/09	(221 828)

Fiscalité latente

(en milliers d'euros)	Base	Impôt différé actif	Impôt différé passif
Taxe (contribution sociale solidarité)	17	6	
Provisions non déductibles	21 512	7 406	
Ecarts de conversion	1 677	577	
Gain latent	15	5	
Déficits fiscaux reportables	31 985	11 013	
Amortissements dérogatoires	701		241
TOTAL	55 907	19 007	241

Ventilation de l'impôt

(en milliers d'euros)		Impôt			Résultat net	
Résultat avant impôt	Base	Théorique	Report déficitaire à imputer	Dû	Théorique	Comptable
Résultat courant	24 784	(1106)	1106	0	25 890	24 784
Résultat exceptionnel	6 041	536	(536)	0	5 505	6 041
TOTAL	30 825	(570)	570	0	31 395	30 825

5.9 Utilisation d'estimations

L'établissement des comptes sociaux conformément aux principes comptables généralement admis en France, nécessite la prise en compte, par la direction de la société, d'estimations et d'hypothèses qui ont une incidence sur les montants d'actif et de passif et sur les charges et produits de compte de résultat, tels que les dépréciations de titres et créances rattachées ainsi que les engagements mentionnés en annexe.

Ces estimations, qui n'ont pas un impact significatif sur les comptes, sont établies en fonction des informations disponibles lors de leur établissement.

5.10 Indemnité départ en retraite

A leur départ en retraite, les employés de la société perçoivent une indemnité conformément à la loi et aux dispositions de la convention collective. La politique de la société est de ne pas constituer de provision au titre des droits acquis par le personnel mais de prendre la charge correspondante dans l'exercice de paiement effectif de la dette.

Le calcul de l'engagement est déterminé par un actuairer suivant un calcul actuariel qui suppose le recours à des hypothèses sur les variables démographiques (mortalité (table INSEE 2004-2006), rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux actualisation).

Cet engagement de retraite a été estimé pour l'exercice à 391 352€.

5.11 Droit Individuel à la Formation

Le nombre d'heures de formation acquis par les salariés au 31/12/09 et n'ayant pas donné lieu à demande s'élève à 4504.

6. Notes sur le Bilan Actif

6.1 Actif immobilisé

Immobilisations incorporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2008	Augmentation	Diminution	31/12/2009
Concessions, brevets, droits similaires, autres	1 873	3 194	0	5 068
Valeurs brutes	1 873	3 194	0	5 068
Amt concessions, brevets, droits similaires, autres	(1 180)	(510)	0	(1 690)
Valeurs nettes	693	2 684	0	3 378

Les immobilisations incorporelles se composaient principalement du logiciel de consolidation Magnitude pour 1 007 k€ immobilisés en 2006 et amorti sur 5 ans. L'augmentation de 3 000 k€ est liée à l'acquisition d'un droit de prise de participations sur des futurs projets développés en Italie et Pologne dans la cadre du partenariat conclu en 2009 avec Greentech Energy Systems.

La dotation aux amortissements de l'exercice s'élève à 510 k€.

Immobilisations corporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2008	Augmentation	Diminution	31/12/2009
Terrains	205	0	0	205
Autres immobilisations	1 746	622	0	2 368
Immobilisations corporelles brutes	1 951	622	0	2 573
Amt Autres immobilisations	(1 059)	(362)	0	(1 421)
Valeurs nettes	892	260	0	1 152

La valeur nette comptable de ces immobilisations comprend deux terrains pour 205 k€, des agencements et installations pour 321 k€ et du matériel et mobilier de bureau pour 626 k€. Les acquisitions de l'exercice concernent du matériel informatique pour 422 k€ et des agencements pour 200 k€.

Immobilisations financières

(en milliers d'euros)	31/12/2008	Augmentation	Diminution	31/12/2009
Titres de participation (1)	363 346	175 698	2 778	536 266
Créances rattachées à des participations (2)	195 350	36 923	102 440	129 833
Autres titres immobilisés (3)	4 601	39 532	41 311	2 822
Prêts	126	1	0	127
Autres immobilisations financières (4)	735	43 014	39 532	4 217
Immobilisations financières brutes	564 158	295 168	186 061	673 265
Provisions sur titres de participation (5)	(11 172)	(720)	0	(11 892)
Provisions sur autres titres immobilisés	(46)	0	(15)	(30)
Provisions sur prêts	(118)	0	0	(118)
Total provisions	(11 336)	(720)	(15)	(12 040)
Immobilisations financières nettes	552 823	294 448	186 046	661 225

(1) Montant des participations des principales filiales (en milliers d'euros) :

	en milliers d'euros	%
enXco Inc	208 157	39%
EDF Energies Nouvelles Réparties	201 299	38%
Alcogroup	27 388	5%
EEN EGE	20 000	4%
EDF EN Italie	13 307	2%
EEN Hellas	11 817	2%
Westbury Windfarms Ltd	10 981	2%
Siifelec	7 252	1%
EnXco A/S	5 600	1%
EDF EN Grèce	5 158	1%
EDF EN Outre-mer	3 742	1%
C Power	6 624	1%
Verdesis	2 729	0.5%
Renewable Energy Holding	2 081	0.5%
Autres	10 131	2%
Total	536 266	100%

Le tableau des filiales et des participations est présenté à la fin des de l'annexe (point 9)

Les acquisitions ou augmentations de titres (175 698 k€) correspondent à :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays	% participation acquis
enXco Inc.	166 653	Etats-Unis	(1)
C Power	4 137	Belgique	(1)
Inversiones Eolicas	1 654	Mexique	
Alcogroup	3 250	Belgique	(1)
Divers autres	4		
TOTAL	175 698		

(1) Participation à une augmentation de capital sans modification du pourcentage de détention

Les cessions de titres (2 778 k€) sont :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays
C Power	340	Belgique
Energia Del ismo	258	Mexique (1)
Renewable Energy Holding	2 081	Ile de Man
Divers autres	99	
TOTAL	2 778	

(1) Cession intra-groupe

(2) Les créances rattachées comprennent essentiellement des prêts auprès de filiales du Groupe

	31/12/2008	31/12/2009	Variation	
EEN Hellas	98 746	113 682	14 936	
EDF EN Italia	62 983	0	-62 983	(1)
enXco Inc.	16 986	0	-16 986	(2)
Siif Iberica	11 605	11 605	0	
C Power	2 914	1 645	-1 269	
Reetec	1 608	1 699	91	
EDF EN Portugal	507	507	0	
Total	195 349	129 138	-66 211	

(1) Ce montant a été transféré en créances financière court terme du fait d'une requalification du prêt en avance compte courant

(2) Augmentation de capital par incorporation du prêt

Les autres titres immobilisés

Ils sont principalement composés des actions propres détenues sur le contrat de liquidité (cf. note 7.7)

Autres immobilisations financières

Les autres immobilisations financières s'élèvent à 4 217 k€ dont 4 030 k€ correspondent au compte de liquidité au titre du contrat de liquidité.

(3) Les provisions sur titres de participation (11 892 k€) concernent essentiellement les sociétés suivantes :

(en milliers d'euros)	Montant	Pays
EDF EN Outre Mer	3 741	France
enXco AS	3 238	Danemark
Renewable Energy Holding	2 081	Ile de Man
EDF EN Services	1 405	France
Siif Iberica	1 350	Espagne
Divers autres	77	
TOTAL	11 892	

6.2 Stocks et encours

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
En cours de production de services	6 297	0
Provisions	(701)	0
Stock Net	5 596	0

Ces prestations concernaient principalement des frais de développement relatifs à un projet en Espagne (3 620 k€) qui ont été refacturés sur l'exercice 2009.

6.3 Ventilation des créances et comptes rattachés par échéances

(en milliers d'euros)	31/12/2009	< 1 an	> 1 an
Avances et acomptes (1)	34 183	22 500	11 683
Clients et comptes rattachés (2)	17 366	17 281	85
Personnel et comptes rattachés	54	54	
Taxe sur la valeur ajoutée	4 378	4 378	
Etat - autres créances	737	737	
Groupes et Associés (4)	1 938 375	1 938 375	
Débiteurs divers (3)	6 698	6 698	
Total des créances et comptes rattachés Brut	2 004 155	2 004 070	85
Provision sur comptes clients	(85)		(85)
Provision sur Groupe et Associés	(24 935)	(24 935)	
Provision sur Débiteurs divers	(459)	(459)	
Total des provisions	(25 479)	(25 394)	(85)
Total des créances et comptes rattachés Net	1 978 676	1 978 676	0

- (1) Les avances versées correspondent principalement à des avances sur réservation de turbines (33 945k€)
- (2) Le total des clients s'élève à 17 366 k€, dont 17 208 k€ correspondent à des créances sur des sociétés du Groupe
- (3) Les débiteurs divers comprennent notamment les créances sur cession d'immobilisations (3 279 k€) et une subvention d'exploitation à recevoir (2 363k€)
- (4) EDF EN SA consent des avances aux filiales du Groupe aux fins de financer leur besoin en fonds de roulement, payer les acomptes aux fabricants de turbines et financer la période de construction des fermes dans l'attente de la mise en place de financements de projet à recours limité.

6.4 Trésorerie et équivalents trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Contrat à terme	128 000	0
SICAV	288 448	166 965
Actions propres	2 829	4 340
Total Valeurs mobilières de placement	419 277	171 304
Provisions constituées	(1 132)	0
Disponibilités	24 260	39 041
Trésorerie active nette	442 405	210 345

6.5 Ecarts de conversion actif

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Ecarts de conversion actif	45 181	65 433

L'écart de conversion actif porte essentiellement sur les créances libellées en dollars et Pesos Mexicain. Il est intégralement provisionné à la clôture.

7. Notes sur le Bilan Passif

7.1 Variations des capitaux propres

Le capital social est composé de 77 568 416 actions de 1,6 € nominal. Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles détient 220 289 actions en propre au 31/12/2009 pour un montant total de 7 128 k€.

La variation des capitaux propres s'analyse comme suit :

(en milliers d'euros)	Valeur au 31/12/2008	Affectation du résultat	Distribution de dividendes	Augmentation de capital	Résultat de l'exercice	Dotations	Valeur au 31/12/2009
Capital non appelé							
Capital souscrit appelé versé	124 109						124 109
Prime d'émission	1 009 064						1 009 064
Primes liées au capital	764						764
Prime de fusion	1 651						1 651
Réserve légale	6 664	1 717					8 381
Autres réserves	524						524
Report à nouveau	38 666	11 677	36				50 379
Résultat de l'exercice	34 338	-34 338			30 826		30 826
Dividendes à payer	0	20 943	-20 943				0
Provisions réglementées	391					311	702
Total	1 216 171	0	-20 907	0	30 826	311	1 226 401

Le montant des dividendes distribués s'est élevé en 2009 à 20 907 k€ soit 0,27 euro par action.

7.2 Provisions pour risques et charges

(en milliers d'euros)	Solde à l'ouverture	Dotations de l'exercice	Reprises de l'exercice (provisions utilisées)	Reprises de l'exercice (provisions non utilisées)	Solde à la clôture
Provision pour risques et charges	1 575	0	0	1 536	39
Provision pour perte de change	45 181	65 433	45 181	0	65 433
Provisions pour risques et charges	46 756	65 433	45 181	1 536	65 472

Les provisions pour risques et charges concernent essentiellement les provisions pour pertes de change (65 433 k€). Ces provisions sont constituées pour faire face aux pertes de change latentes issues de la conversion des dettes et créances en devises.

Les autres provisions pour risques et charges en 2008 concernaient des provisions liées aux participations qui ont été reclassées en provisions sur comptes courants.

7.3 Ventilation des dettes financières par échéance

(en milliers d'euros)	Montant Brut	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit (1)	1 464 737	824 737	640 000	
Emprunts et dettes financières diverses (2)	5 240	5 155	85	
Autres emprunts (3)	2 741			2 741
Total des dettes financières	1 472 718	829 892	640 085	2 741

(1) Les emprunts et dettes financières auprès des établissements de crédit sont, pour l'essentiel, utilisés pour financer les projets, dans l'attente de financements à long terme.

Ils comprennent :

- 1 453 907 k€ d'emprunts dont 907 k€ d'intérêts courus.
- 10 830 k€ de découverts bancaires

(2) Les emprunts et dettes financières diverses inférieurs à un an (5 155 k€) correspondent aux dettes d'EDF Energies Nouvelles envers ses filiales dont notamment :

- SIIFELEC 670 k€
- enXco AS 1 654 k€
- Divers sociétés France..... 2 831 k€

(3) Les autres emprunts de 2 741k€ concernent un emprunt pour une centrale hydroélectrique.

7.4 Dettes non financières

(en milliers d'euros)	31/12/2009	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
Fournisseurs et comptes rattachés	3 815	3 815		
Personnel et comptes rattachés	1 567	1 567		
Sécurité sociale et organismes sociaux	826	826		
Taxe sur la valeur ajoutée	1 779	1 779		
Autres impôts et taxes	74	74		
Dettes sur immobilisations (1)	120 952	5 000	115 952	
Autres dettes (2)	20 386	20 386		
Total dettes non financières	149 399	33 447	115 952	

(1) La dette sur immobilisations à échéance supérieure à un an correspond principalement au montant des titres non libérés de la société EDF Energies Nouvelles Réparties (part du capital restant à libérer).

(2) Il s'agit principalement des dettes sur filiales liées à l'intégration fiscale (18 476€) : dans le cadre de l'intégration fiscale, les filiales bénéficiaires génèrent une charge d'impôt payée à la société mère mais compensée par le déficit des autres filiales. Cette charge d'impôt constitue une dette de la société mère vis-à-vis de ses filiales.

7.5 Produits constatés d'avance

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Produit constaté d'avance	4 246	5 495

Ils se décomposent comme suit :

- Subvention exploitation liée à un projet 2010 3 114 k€
- Participation reçue d'un tiers au titre du développement d'un projet mexicain 1 137 k€
- Franchise loyer 1 155 k€
- Loyers facturés d'avance pour un montant de 89 k€

7.6 Charges à payer et Produits à recevoir

(en milliers d'euros)	31/12/2009
Charges à payer	4 795
Produits à recevoir	3 776

Les charges à payer sont principalement composées des factures non parvenues (1 474k€), des intérêts courus sur dettes financières (907k€) et des charges à payer sociales et fiscales pour 2 413k€.

Les produits à recevoir concernent essentiellement des factures à établir intra-groupe (3 683k€).

7.7 Actions propres

Le nombre total d'actions propres détenues par EDF EN au 31/12/09 s'élève à 220 289 et se compose des actions propres sur contrat de liquidité (84 655) et des actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites (135 634).

a) Actions propres liées au contrat de liquidité

	Nombre actions
Actions propres au 01/01/2009	193 737
Actions propres achetées	1 217 920
Actions propres vendues	-1 327 002
Total 31/12/09	84 655

Au 31/12/09, EDF Energies Nouvelles détient 84 655 actions dans le cadre du contrat de liquidité pour un montant de 2789k€.

b) Actions propres liées à la couverture de plans d'actions gratuites

	Nombre actions
Nombres actions propres au 01/01/09	85 748
Nombre d'actions propres attribuées (plan 2007)	-23 178
Actions propres achetées	73 064
Total 31/12/09	135 634

Au 31/12/09, EDF Energies Nouvelles détient 135 634 actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites pour un montant de 4 340k€.

8. Notes sur le compte de résultat

8.1 Résultat

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Chiffre d'affaires	20 799	31 910
Production stockée (1)	(244)	(6 297)
Reprise de provision	67	1 921
Autres	2	37
Charges exploitation	26 473	32 454
Résultat exploitation	(5 848)	(4 883)
Résultat financier	35 100	28 880
Résultat courant avant impôt	29 390	24 047
Résultat exceptionnel	4 327	4 575
Impôt société	621	2 204
Résultat net	34 338	30 826

(1) Cf. note 6.2 « Stock et encours »

8.2 Chiffre d'affaires

(en milliers d'euros)	2008		2009		Commentaires
Honoraires gestion	7 012	34%	11 758	37%	(1)
Refacturation personnel et charges diverses	5 303	25%	8 369	26%	(2)
Facturation garanties données	6 977	34%	7 196	23%	
Refacturation loyer à EDF	1 275	6%	1 598	5%	
Refacturation prestations diverses	231	1%	2 989	9%	(3)
Total CA	20 799	100%	31 910	100%	
Dont Groupe	19 220		29 363		

(1) Il s'agit principalement de la refacturation des management fees en hausse par rapport à 2008 du fait de l'évolution de la structure de frais chez EDF EN SA.

(2) Refacturation intra-groupe de divers honoraires (audit, charges d'études recherche et développement, commissions)

(3) Facturation intra-groupe d'honoraires assistance à maîtrise d'ouvrage sur un projet espagnol.

8.3 Résultat exploitation

Détail des charges d'exploitation :

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Achats (1)	1 597	2 180
Prestations de services (2)	6 912	8 702
Honoraires et commissions(3)	4 278	6 248
Frais de déplacement et mission	1 193	1 010
Autres achats et charges externes	13 980	18 140
Impôts et taxes	1 838	1 097
Frais de personnel	9 559	12 223
Amortissements et Provisions	1 033	870
Divers	61	124
Charges d'exploitation	26 472	32 454

(1) Dont 1 843 k€ d'achat d'études, recherche et développement (en augmentation de 600k€ par rapport à 2008)

(2) Dont 3 877 k€ de loyers et charges locatives – Ces charges augmentent de 545 k€ liés à la location de nouveaux bureaux courant 2008.

(3) Dont 2 040 k€ d'honoraires Commissaires aux comptes, soit une augmentation de 987 k€ expliquée principalement par les honoraires d'audit sur la filiale américaine. Les honoraires 2008 et 2009 étant refacturés à la filiale, l'impact en résultat est neutre.

8.4 Résultat financier

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Produits nets sur prêts et comptes courants (1)	58 915	49 341
Produits des placements	11 212	3 629
Coût de l'endettement (2)	(25 028)	(22 889)
<i>Charges financières nettes des produits de placement</i>	<i>45 099</i>	<i>30 081</i>
Dividendes reçus (3)	16 010	31 030
Résultat de change net (4)	3 720	(30 717)
Dotations aux provisions liées aux participations (5)	(27 020)	(6 294)
Reprises de provisions liées aux participations (6)	10 626	5 995
Autres charges et produits financiers (7)	(13 335)	(1 215)
Résultat financier	35 100	28 880

L'évolution des charges financières nettes des produits de placement est principalement expliquée par la diminution des taux d'intérêt.

(1) L'évolution des produits nets sur prêts et comptes courants groupe concernent essentiellement les filiales françaises (-4 153 k€), portugaises (-3 203 k€) et anglaises (-3 183 k€).

(2) Le coût de l'endettement comprend les charges d'emprunt (21 499k€) et les intérêts bancaires sur découverts (1389k€).

(3) Les dividendes reçus correspondent principalement aux dividendes versés par enXco Inc. (13 539k€), EDF EN France (12 079 k€) et Siifelec (5 331k€).

(4) Le résultat de change net de - 30 717k€ se décompose en résultat de change réel de -10 465 k€ généré par les opérations en devises dénouées sur l'exercice et en dotation aux provisions pour perte de change pour -20 252 k€. Ces charges sont compensées par la comptabilisation de gains de change latents dans les comptes consolidés.

(5) Les dotations aux provisions liées aux participations (6 294 k€) concernent principalement :

- Provision sur titres et compte courant de la société EDF EN OM 1 904 k€
- Provision sur titres et compte courant de la société Renewable Energy Holding..... 701 k€
- Provision comptes courants de la société EDF EN Services 2 188 k€
- Provision sur compte courant de la société Electrique de l'Atlantique 1 400 k€

(6) Les reprises de provisions liées aux participations (5 995 k€) concernent notamment :

- Provision sur compte courant de la société Siif Iberica 3 362 k€
- Provision sur compte courant de la société Seclin 1 023 k€
- Provision sur risque lié à des participations de la société Electrique de l'Atlantique 1 363 k€

(7) Les autres charges et produits financiers sont composés en 2008 et en 2009 d'abandon de créances consenti à des filiales.

Le tableau ci-dessous présente les variations de taux de change entre 2008 et 2009 :

Taux de clôture	31/12/2008	31/12/2009	Variation en %
EUR / USD	1,3917	1,4406	3.51%
EUR / GBP	0,9525	0,8881	-6.76%

8.5 Résultat exceptionnel

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Produits de cession des immobilisations financières	11 750	3 966
Produits de cession des immobilisations corporelles	0	0
Boni de rachat des actions propres	1 329	2 389
Reprise sur provision risque et charge exceptionnel	0	0
Autres produits exceptionnels	42	1
Total des produits exceptionnels	13 121	6 356
Valeur nette comptable des immobilisations financières	4 946	715
Valeur nette comptable des immobilisations corporelles	0	0
Mali de rachat des actions propres	3 448	667
Dotation amortissement dérogatoire	346	311
Autres charges exceptionnelles	53	88
Total des charges exceptionnelles	8 793	1 781
Résultat exceptionnel	4 328	4 575

Le résultat exceptionnel qui constitue un produit de 4 575 k€ s'explique principalement par :

Des produits nets de cession sur immobilisations financières qui s'élèvent à 3 251 k€ correspondent à hauteur de 3 347 k€ à la cession d'une partie (2,5 %) des titres de participation détenus dans la société C-Power (éolien off-shore). D'un boni de 1 722 k€ réalisé sur le rachat d'actions propres lié au contrat de liquidité.

8.6 Impôt sur les sociétés

Le produit d'impôt s'analyse comme suit :

- Crédit d'impôt recherche..... 737 K€
- Gain définitif d'intégration fiscale 1 467 k€

Le gain définitif d'intégration fiscale correspond aux économies d'impôt réalisées par la Société Mère du Groupe d'intégration fiscale (EEN SA) en application de dispositifs législatifs plus favorables réservés au seul calcul du résultat fiscal d'ensemble du Groupe.

8.7 Rémunérations des Dirigeants

Les rémunérations allouées aux Directeurs Généraux et Directeurs Généraux Délégués de la société EDF Energies Nouvelles se sont élevées au cours de l'exercice 2009 à 1 362 k€. Ces rémunérations étaient de 1 023 k€ pour l'exercice 2008. Le montant des engagements de retraites relatif aux Directeurs Généraux et Directeurs Généraux Délégués s'élève à 69 k€.

Les membres des organes d'administration perçoivent des jetons de présence pour un montant de 100 k€ et une rémunération exceptionnelle de 30 k€ a été versée à un membre du CA pour une mission qui lui a été confiée. Le Président du Conseil d'Administration a perçu une rémunération de 200 k€ au titre de l'exercice 2009.

8.8 Frais de recherche et de développement

L'ensemble des frais investis en recherche et développement au cours de l'exercice 2009 s'élève à 1 843 k€.

8.9 Effectif moyen

Composition de l'effectif	Personnel salarié	Personnel mis à disposition
Cadres	68	0
Employés	14	0
TOTAL	82	0

8.10 Informations diverses

Éléments concernant les entreprises liées et les participations (en milliers d'euros)		
POSTES	MONTANT CONCERNANT LES ENTREPRISES	
	Liées	Avec lesquelles la Société a un lien de participation
Participations	533 983	2 283
Créances rattachées à des participations	129 833	
Créances clients & comptes rattachés	17 174	34
Comptes courants	1 929 395	8 878
Emprunts et dettes financières divers	5 150	
Produits de participation	31 030	
Autres produits financiers	49 203	
Charges financières	66	

8.11 Instruments financiers

a) Instrument de change

Contrevaleur en milliers d'euros	Juste valeur	Notionnel	Echéance
Achats à terme	4 782	76 535	< 1 an
Vente à terme	22 341	742 525	< 1 an
TOTAL	27 123	819 060	

Ils ont été mis en place pour couvrir les achats de turbines, les achats de panneaux solaires et les comptes courants en devises.

b) Instrument de taux

Contrevaleur en milliers d'euros	Juste valeur	Notionnel	Echéance
SWAP EUR	-3 148	415 000	< 5 ans
Option - Collar EUR	-978	170 000	< 5 ans
Option - Cap EUR	370	90 000	< 5 ans
TOTAL	-3 756	675 000	

Ils ont été mis en place pour couvrir les emprunts indexés sur un taux variable.

8.12 Information sur les risques

EDF EN est exposé au risque de change provenant de ses différentes expositions en devises, principalement en Dollar américain, en Pesos Mexicain et en Livre Sterling. Elle centralise toutes les opérations de couverture pour le compte de ses filiales.

La politique de la société consiste à adosser systématiquement les créances en devises à des passifs financiers hors bilan dont les variations de juste valeur permettent de neutraliser en fin de période le risque de change dans son compte de résultat consolidé.

Dans les comptes sociaux, les pertes latentes sont comptabilisées (les gains latents ne sont comptabilisés qu'au niveau consolidé) ce qui peut provoquer une volatilité du résultat financier.

EDF EN est exposé au risque de taux provenant des tirages sur ces lignes de crédit corporate indexées sur un taux variable. EDF EN gère ce risque en souscrivant des instruments financiers tels que Swap et Option Vanille et en effectuant une veille sur l'évolution des taux.

8.13 Engagements hors bilan

L'évolution des engagements hors bilan donnés et reçus a été la suivante sur l'exercice :

(en milliers d'euros)	31/12/2008	31/12/2009
Avals, cautions et autres garanties données (1)	1 580 660	733 074
Nantissement, hypothèques et autres sûretés réelles		
Indemnités de départ en retraite (cf. point 5.10)	283	391
Autres engagements donnés (2)	825 142	891 969
Engagements donnés	2 406 086	1 625 434
Avals, cautions et autres garanties reçues	-	-
Autres engagements reçus (2)	1 404 738	1 433 014
Engagements reçus	1 404 738	1 433 014

(1) Les avals, cautions et autres garanties se décomposent en :

- engagements donnés sur acquisition et cessions de titres pour 27 300 k€ ;
- garanties données auprès des constructeurs : 551 079 k€ ;
- garanties données auprès des banques : 154 695 k€ ;

La diminution des avals, cautions et autres garanties est principalement localisée sur les garanties données auprès des constructeurs. En effet, ces engagements baissent de 639 895 k€ par rapport au 31 décembre 2008 du fait principalement des extinctions de garantie pour le compte d'EnXco à son fournisseur General Electric.

(2) Au 31 décembre 2009, les autres engagements donnés et reçus incluent les engagements réciproques liés aux commandes d'immobilisations, soit 891 729 k€. Les engagements reçus sont également composés à hauteur de 500 000 K€ de lignes de crédit accordées par la Banque Européenne d'Investissement pour des financements de projets photovoltaïques et non encore utilisées.

9. Tableau des filiales et des participations

FILIALES ET PARTICIPATIONS	Capital	Autres capitaux propres	% détenu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
1. Filiales (plus de 50% du capital)									
SAS SIIFELEC	4 178 295	3 244 250	100	7 252 460	0	5 327 996	5 331 236	1 198	France
SA SIIF ENERGIES OUTRE MER	3 738 000	-3 635 409	100	0	28 234 556	-1 915 774	0	83 374 491	France
SNC HYDROELECT. CARBET AMONT	67 500	-73 874	99,98	402	27 995	-988	0	0	France
SA EDF EN France	1 500 000	178 269	100	1 524 399	188 141 145	-4 591 950	12 079 396	165 904 595	France
SA EDF EN SERVICES	337 500	-4 287 643	99,96	0	14 188 299	-1 818 590	0	5 014 240	France
ELECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	7 500	-1 410 211	100	0	1 400 000	-36 563	0	0	France
SNC CANAL SAINT LOUIS	2 199 132	-5 878 585	99,93	0	2 681 612	-42 009	0	80 226	France
SIIF GHANA	750 000	366 028	100	763 697	0	174 977	0	0	France
SARL TECHNIQUES ENOUEVELABLES, ENERGIES, ENVIRONNEMENT	1 207 678	120 769	100	1 207 663	0	59 339	80 330	237 537	France
SARL ENERGIES RENOUVELABLES ENVIRONNEMENT	7 625	-3 101	99,80	7 610	0	-705	0	0	France
TAC MARTINIQUE / ENXCO SAS	40 000	-529 457	100	0	480 549	0	0	0	France
EDF EN DEVELOPPEMENT	37 000	-3 357 212	100	37 000	148 046 194	9 039 013	0	302 446 139	France
ENR REPARTIES (**)	400 190 200	-20 327 107	50	201 298 794	5 300 000	-17 383 104	0	74 232 495	France
EDF EN CANADA (**)	1 000 CAD	NC	100	647	0	NC	0	NC	Canada
ENXCO CORPORATION CANADA (**)	1 000 CAD	NC	100	633	34 813 591	NC	0	NC	Canada
EEN EGE (**)	20 000 000	NC	100	20 000 000	1 605 000	NC	0	NC	Turquie
EDF EN GRECE (***)	1 100 000	2 042 604	100	5 158 000	30 061 749	-817 710	0	0	Grèce
EDF EN SA& CO ARGOLIDA 1LLP	5 000	NC	95	4 750	0	NC	0	NC	Grèce
EEN HELLAS	15 756 000	-10 418 072	75	11 817 000	113 682 181	-2 387 364	0	3 374 807	Grèce
AEOLIKI GRAVAS LTD	18 000	NC	96	17 280		NC	0	NC	Grèce
AEOLIKI ALEPORAXHS LTD	18 000	NC	96	17 280		NC	0	NC	Grèce
EDF EN ERGOTECH EPE	18 456	NC	96	17 718		NC	0	NC	Grèce
SA EDF EN Portugal	400 000	2 955 312	100	400 000	76 530 371	-464 548	0	2 290 822	Portugal
SA SIIF ENERGIES IBERICA	1 350 000	-2 206 958	100	0	106 160 272	282 537	0	0	Espagne
SRL EDF EN Italia	14 000 000	-781 032	95	13 307 499	333 378 202	1 831 181	0	1 686 200	Italie
SRL TERMO ENERGIA	10 000	NC	70	7 000	7 400	NC	0	NC	Italie
SRL INVERSIONES EOLICAS	13 702 500 MXN	-633 952 MXN	99,00	2 432 741	100 706 736	60 595 MXN	0	0	Mexique
WESTBURY WINDFARMS LTD	3 094 000 GBP	955 673 GBP	100	10 981 482	85 617 784	23 571 474 GBP	0	0	Angleterre
ENXCO AS	4 700 000 DKK	5 428 000 DKK	100	2 362 299	0	-831 000 DKK	0	51 000 DKK	Danemark
ENXCO INC	267 703 990 USD	-2 280 545 USD	100	208 157 071	500 154 129	-54 121 114 USD	13 539 128	27 863 USD	USA
VERDESIS	1 863 000	-825 437	69	2 729 242	4 163 213	32 440	0	4 362 374	Belgique

FILIALES ET PARTICIPATIONS	Capital	Autres capitaux propres	% détenu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
CETO	100 GBP	NC	51	65	0	NC	0	NC	
CONNECT REUNION	3 000	NC	50	1 500	0	NC	0	0	France
BASARBI	4 170 RON	NC	100	989	11 012	NC	0	NC	Roumanie
GALATI	4 170 RON	NC	100	989	181 243	NC	0	NC	Roumanie
HUSI	4 170 RON	NC	100	989	103 570	NC	0	NC	Roumanie

FILIALES ET PARTICIPATIONS	Capital	Autres capitaux propres	% détenu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
2. Participations (10 à 50 % du capital)									
SAS LUC SUR ORBIEU	37 500	-9 537 558	10	3 750	0	1 169 892	0	2 249 852	France
SAS CASTANET	37 500	-26 983	10	3 750	3 288 816	-2 687 575	0	1 044 292	France
SAS VILLESEQUE	37 500	-20 121 857	10	3 750	0	-18 720 572	0	11 358 397	France
C-POWER	36 237 471	-8 857 698	20,78	6 623 529	1 645 089	-6 461 686	0	16 598 982	Belgique
ALCOGROUP	93 630 000	-2 490 784	25	27 388 156	0	-966 608	0	429 574 962	Belgique
REETEC	31 250	NC	28	779 550	1 699 473	NC	0	NC	Allemagne
FRI EL RUFFANO	10 000	NC	26	2 600	0	NC	0	0	Italie

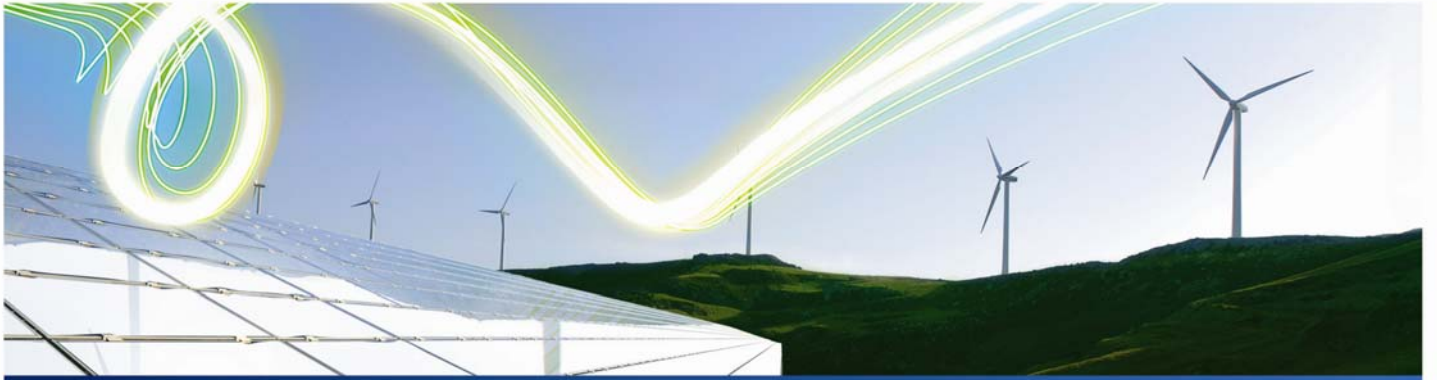
NC = (non communiqué)

NS = (non significatif)

(**) = prise de participation de l'année

(***) = augmentation de capital

Lorsque la devise n'est pas précisée les chiffres sont présentés en Euros



Rapports des Commissaires aux Comptes et Attestation des Responsables

Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2009

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2009 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société EDF Energies Nouvelles S.A., tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 3.4 aux états financiers consolidés qui expose un changement de méthode concernant le mode de consolidation des sociétés en partenariat aux Etats-Unis.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Changement de méthode comptable

La note 3.4 aux états financiers consolidés expose le changement de méthode comptable intervenu au cours de l'exercice, relatif au mode de consolidation des partenariats aux Etats-Unis. Conformément à la norme IAS 8, l'information comparative au 1er janvier 2008 et au 31 décembre 2008, présentée dans les comptes consolidés, a été retraitée pour prendre en considération de manière rétrospective l'application de cette nouvelle méthode. En conséquence, l'information comparative diffère des comptes consolidés publiés au titre de l'exercice 2008.

Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons examiné d'une part, le bien fondé de ce changement de méthode comptable, d'autre part le correct retraitement des comptes au 1er janvier 2008 et au 31 décembre 2008 ainsi que l'information donnée à ce titre dans la note 3.4 aux états financiers.

Immobilisations corporelles

Comme indiqué dans la note 3.8.1 aux états financiers consolidés, la société intègre dans le coût de revient des immobilisations corporelles produites en interne, les frais de développement et de réalisation qui répondent aux critères d'activation prévus par le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne. Nous avons examiné les critères et la méthodologie sous-tendant le caractère approprié de cette comptabilisation et nous nous sommes assurés que la note 12 aux états financiers consolidés fournit une information appropriée.

Pertes de valeur des actifs non financiers

La société procède systématiquement, à chaque clôture, à un test de dépréciation des goodwill et des actifs à durée de vie indéfinie et évalue également s'il existe un indice de perte de valeur des actifs à long terme à durée de vie définie, selon les modalités décrites dans la note 3.10 aux états financiers. Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre de ce test de dépréciation ainsi que les prévisions de flux de trésorerie et hypothèses utilisées et nous avons vérifié que les notes 10,11 et 12 aux états financiers consolidés donnent une information appropriée.

Impôts différés

La note 3.17.1 aux états financiers consolidés précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des impôts différés actifs. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées et à vérifier que la note 24 aux états financiers consolidés fournit une information appropriée.

Instruments financiers dérivés

La note 3.12 aux états financiers consolidés précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des instruments financiers dérivés. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées et à vérifier que la note 16 aux états financiers consolidés fournit une information appropriée.

Traitements comptables non visés par le référentiel IFRS

La note 3.23 aux états financiers consolidés décrit les traitements comptable retenus pour les acquisitions et cessions d'intérêts minoritaires, les engagements d'achats d'intérêts minoritaires, les indemnités de retard perçues dans le cadre de la construction des parcs et la présentation des crédits d'impôts sur investissement accordés aux Etats-Unis, en l'absence de disposition spécifique du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne sur ce sujet. Nous nous sommes assurés que les traitements comptables retenus ne contreviennent pas aux principes généraux de ce référentiel et que les notes annexes donnent une information appropriée à cet égard.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense et Paris, le 9 février 2010

KPMG Audit

Département de KPMG S.A.

Alain Martin & Associés

Catherine Porta

Associée

Alain Martin

Associé

Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2009

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2009, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société EDF Energies Nouvelles S.A., tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Immobilisations financières

La société évalue annuellement la valeur d'inventaire de ses immobilisations financières selon la méthode décrite dans la note 5.3 – Immobilisations financières, relative aux règles et méthodes comptables. Nous avons procédé à l'appréciation de l'approche retenue par la société et, sur la base des éléments disponibles à ce jour, nous nous sommes assurés du caractère approprié des informations communiquées en annexe par la société au 31 décembre 2009.

Convention d'intégration fiscale

La note 5.8 – Intégration fiscale de l'annexe expose le traitement comptable applicable aux économies d'impôt et à leur éventuelle restitution aux filiales en vertu de la convention d'intégration fiscale. Nos travaux ont consisté à apprécier l'approche retenue et à revoir les calculs effectués par la société. Sur la base des informations disponibles à ce jour, nos travaux ne remettent pas en cause le traitement retenu par la société.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense et Paris, le 9 février 2010

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Alain Martin & Associés

Catherine Porta
Associée

Alain Martin
Associé

Attestation des personnes physiques responsables

Nous attestons qu'à notre connaissance les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation du groupe EDF Energies Nouvelles au 31 décembre 2009 et que le rapport de gestion ci-joint présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société EDF Energies Nouvelles S.A. et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Le Président du Conseil d'administration

Le Directeur Général

Pâris Mouratoglou

David Corchia